

Введение

Автоматизация технологических процессов является решающим фактором в повышении производительности труда и улучшении качества выпускаемой продукции. Для нефтегазового комплекса автоматизация имеет особое значение, так как он является одной из ведущих отраслей Российской Федерации и в значительной степени определяет её экономическое развитие. Автоматизированные системы управления технологическими процессами являются высшим этапом комплексной автоматизации и призваны обеспечить существенное увеличение производительности труда, улучшения качества выпускаемой продукции и других технико-экономических показателей производства, а также защиту окружающей среды. Внедрение современных автоматизированных систем управления на предприятиях нефтегазовой отрасли позволяет обеспечить эффективную работу производств, повысить качество выпускаемой продукции, обеспечить безаварийность и экологическую безопасность производств, увеличить производительность труда.

Создание эффективной автоматизированной системы управления является очень сложной задачей. Цель достигается посредством решения следующих основных проблем автоматизации:

- улучшение качества регулирования;
- повышение коэффициента готовности оборудования;
- улучшение эргономики труда операторов процесса;
- обеспечение достоверности информации о материальных компонентах, применяемых в производстве (в т.ч. с помощью управления каталогом)
- хранение информации о ходе технологического процесса и аварийных ситуациях.

Вышеперечисленные проблемы автоматизации решаются при помощи внедрения современных методов автоматизации. Направленных на повышение экономической и технологической эффективности производства

и уровня безопасности. Внедрения современных средств автоматизации, обладающих высокой надежностью и искусственным интеллектом, что позволяет не только эффективно собирать и обрабатывать информацию, но и самостоятельно принимать решения в случае изменения параметров технологического процесса.

Автоматизация в рамках одного производственного процесса позволяет организовать основу для внедрения систем управления производством и систем управления предприятием.

Целью данной выпускной квалификационной работы является модернизация автоматизированной системы управления осушкой газа на центральном пункте сбора группы месторождений «Ванкор».

1 Техническое задание на разработку автоматизированной системы технологического процесса осушки газа на ЦПС группы месторождений «Ванкор»

1.1 Назначение и цели создания

1.1.1 Назначение

Вид деятельности АСУ ЦПГ – контроль и управления в реальном масштабе времени основным и вспомогательными технологическим процессом осушки газа.

Объектами управления являются технологическое и вспомогательное оборудование цехов подготовки газа.

АСУ ЦПГ предназначена для:

- сбора, обработки и передачи информации о состоянии технологических параметров, исполнительных механизмов и прочего технологического оборудования;
- управления исполнительными механизмами и вспомогательным оборудованием в автоматическом и автоматизированном режимах;
- формирования и оперативного отображения видеок кадров на щите оператора и на автоматизированных рабочих местах;
- формирования предупредительных и предаварийных сигнализаций отклонения технологических параметров и показателей состояния оборудования от регламентных норм;
- контроля и сигнализации загазованности в цехах подготовки газа при превышении заданных порогов НКПВ;
- контроля и сигнализации возникновения пожара в цехах подготовки газа;
- ведения базы данных реального времени, а также архивации и хранения истории состояния объекта с требуемого момента времени;
- формирования и печати отчетных документов.

АСУ ЦПГ является частью последовательно создаваемой единой распределенной системы управления ПГ.

1.1.2 Цели создания системы

Основная цель создания АСУ ЦПГ – это разработка и внедрение в промышленную эксплуатацию современной, надежной, многофункциональной автоматизированной системы управления на основе серийно выпускаемых современных микропроцессорных аппаратно-технических средств, средств измерения технологических параметров и исполнительных механизмов нового поколения, которая обеспечивает:

- автоматический контроль параметров технологического процесса, обеспечивающих штатный режим функционирования цехов подготовки газа в соответствии с утвержденным технологическим регламентом;
- отображение основных параметров технологического процесса и состояния технологического оборудования цехов подготовки газа на щите оператора и АРМ-оператора;
- дистанционное управление технологическим оборудованием, запорной арматурой цехов подготовки газа;
- повышение надежности и безопасности технологического процесса подготовки газа и компрессорной станции в целом;
- повышение оперативности контроля и управления технологическим процессом подготовки газа за счет повышения уровня достоверности, оперативности и информативности данных;
- уменьшение материальных и энергетических затрат на эксплуатацию, ремонт и техническое обслуживание оборудования;
- увеличение межремонтного периода технологического оборудования;
- снижение трудоемкости управления технологическим процессом;
- обеспечение качества подготовленного газа в соответствии с коммерческими требованиями;
- обеспечение высокой экологической безопасности производства;
- возможность развития и модернизации системы.

1.2 Характеристика объекта автоматизации

В состав ЦПС входит цех подготовки газа, который предназначен для осушки газа до температуры точки росы -33.

В состав технологического цеха подготовки газа входят:

- 2 технологические нитки осушки газа;
- 1 установка регенерации ТЭГа;

Для ВКР будет выполнена автоматизация процесса осушки газа. Автоматизация процесса регенерации ТЭГа в данной работе не рассматривается.

В состав каждой технологической нитки осушки газа входят:

- абсорбер;
- трубопроводы и запорные краны, предназначенные для подключения/отключения технологической линии;
- запорный кран для сброса газа с технологической линии на факел.юж

1.3 Требования к АСУ ЦПГ

АСУ ЦПГ должна быть спроектирована на базе АСУ ТП подготовки газа. Требования, предъявляемые к АСУ ТП подготовки газа, равнозначны требованиям, предъявляемым к АСУ ЦПГ.

1.3.1 Требования к АСУ ТП

1.3.1.1 Требования к структуре и функционированию

АСУ ТП подготовки газа должна быть функционально законченной и автономной, а также полностью интегрированной в комплекс контроля и управления процессами подготовки и транспортирования газа.

Структура системы должна соответствовать магистрально-модульному принципу построения с сетевой организацией обмена информацией между устройствами и иметь распределенное программное обеспечение и базу

данных, доступную (с заданными ограничениями) всем абонентам локальной вычислительной сети.

АСУ ТП подготовки газа должна создаваться как многоуровневая децентрализованная распределенная система управляющего типа. Распределенная система управления АСУ ТП подготовки газа должна включать в себя три уровня:

- нижний (полевой) уровень – уровень первичного преобразования, передачи информации о технологических объектах и приема управляющих сигналов;
- средний (контроллерный) уровень – уровень первичной обработки данных и выработки управляющих воздействий на исполнительные механизмы;
- верхний (диспетчерский) уровень – уровень сбора, визуализации, реализации команд операторов, обработки и хранения данных.

Информационные взаимосвязи между компонентами системы должны соответствовать стандартным физическим интерфейсам и протоколам связи.

Связь датчиков и исполнительных устройств (механизмов) с контроллерами должна осуществляться по электрическим кабельным линиям связи.

Система должна предусматривать возможность развития и модернизации по следующим направлениям:

- расширения перечня решаемых задач;
- информационного обмена со смежными и вышестоящими системами.

Система должна иметь встроенные и переносные средства контроля и диагностирования, которые должны обеспечивать:

- фоновый самоконтроль компонентов системы (контроллеры, рабочие станции операторов) в процессе функционирования, предназначенный для выявления функциональных отказов, возникающих в процессе функционирования системы;

- тестовый самоконтроль компонентов по включению или перезапуску, предназначенный для углубленного самоконтроля и выявления функциональных отказов при включении компонента;

- контроль компонентов системы при проведении ремонтно-восстановительных работ.

Для токовых аналоговых сигналов должна быть предусмотрена сигнализация обрыва линии. Для исполнительных механизмов должно быть предусмотрено определение состояния ошибки при получении противоречивой информации его состояния или по окончании максимально допустимого времени на срабатывание.

1.3.1.2 Требования к функциям, выполняемым АСУ ТП

АСУ ТП подготовки газа должна выполнять следующие основные функции:

- преобразование унифицированных аналоговых, частотных, дискретных и цифровых сигналов измеряемых величин в технологические параметры (давление, расход, температура, уровень и т.п.);

- автоматический опрос аналоговых и дискретных датчиков КИПиА и нормирующих преобразователей;

- линеаризацию (для сигналов измерения температур и расходов), масштабирование и, при необходимости, фильтрацию (сглаживание) и усреднение, фильтрацию сигналов от высокочастотных помех и выбросов;

- масштабирование и перевод в действительные значения в соответствии с градуировочными характеристиками сигналов;

- контроль достоверности информации, принятой от КИПиА;

- циклическая проверка на достижение технологических и аварийных границ;

- ведение базы данных;

- отображение параметров технологического процесса на видеокдрах со звуковой и световой сигнализацией об отклонении параметров за

заданные границы и сигнализацией о неисправности исполнительных механизмов;

- передачу предупредительных и предаварийных сигналов на АРМ-оператора;

- прием сигналов управления от АРМ-оператора;

- подготовка данных для передачи на сервер;

- обработку управляющих сигналов по заданным алгоритмам;

- формирование на основе логического управления и выдачу управляющих (дискретных и аналоговых) сигналов на исполнительные механизмы;

- формирование уставок для регулирующих устройств;

- формирование отчетов, трендов, сигнализаций.

Управление должно осуществляться в автоматическом и автоматизированном режимах. Автоматическое управление должно предусматривать управление указанным оборудованием по заранее заданным алгоритмам. Дистанционное управление должно обеспечивать реализацию команд оператора с АРМ и осуществляться с применением специальных средств вывода и представления информации о выполнении команды.

1.3.1.3 Требования к безопасности

Проектирование, монтаж, наладка, эксплуатация, обслуживание и ремонт технических средств АСУ ТП подготовки газа должны соответствовать требованиям, изложенным в документах:

- «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

- «Правила устройства электроустановок».

По способу защиты человека от поражения электрическим током технические средства системы, находящиеся под напряжением, должны быть

защищены от случайного прикосновения к ним обслуживающего персонала, а сами технические средства должны подлежать защитному заземлению согласно ГОСТ 12.1.030-81. Места подключения защитного заземления должны располагаться на видном месте и четко обозначаться. Требования защиты человека от поражения электрическим током должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.2.007-75.

Технические средства системы, устанавливаемые в помещениях класса В-1, В-1а, В-1б. В-1г содержащих взрывоопасные концентрации газов и паров с воздухом ПА, ПВ, ПС категории групп Т1...Т6 в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.011-78 должны соответствовать исполнению по взрывозащите 1ExsidIIBT3 по ГОСТ 22782.5-78.

1.3.1.4 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту

АСУ ТП подготовки газа должна быть рассчитана на круглосуточный режим работы.

Виды, периодичность и регламент обслуживания технических средств должны быть указаны в паспортах составных частей системы.

Ежедневное техническое обслуживание системы (внешний осмотр, внешний контроль работоспособности и локализация неисправностей) должно быть организовано дежурным персоналом.

Для нормального функционирования вычислительной и микропроцессорной техники в помещениях, где должно располагаться оборудование АСУ ТП подготовки газа, должны быть обеспечены следующие условия:

- температура воздуха – 5...30 °С;
- относительная влажность воздуха – не более 75% при 20 °С и более низких температурах без конденсации влаги;

- запыленность воздуха в помещении – не более $0,3 \text{ мг/м}^3$ при размере частиц не более 3 мкм;
- атмосферное давление от 84 до 107 кПа;
- отсутствие в воздухе помещений агрессивных веществ, вызывающих коррозию;
- электрическое сопротивление между корпусом любой составной части ПТК и землей (грунтом) должно быть не более 4 Ом в любое время года.

Для обеспечения надежной работы оборудования АСУ ТП подготовки газа необходимо обеспечить оборудование системы напряжением питания переменного тока 220 В с нормально и предельно допустимыми отклонениями $\pm 11 \text{ В}$ и $\pm 22 \text{ В}$ от номинального напряжения, частотой 50 Гц с нормально и предельно допустимыми отклонениями $\pm 0,2 \text{ Гц}$ и $\pm 0,4 \text{ Гц}$.

АСУ ТП подготовки газа должна быть обеспечена комплектом ЗИП на весь гарантийный срок (но не менее чем на два года эксплуатации).

В период гарантийного обслуживания замена и ремонт вышедших из строя элементов АСУ ТП подготовки газа должен осуществляться за счет средств Поставщика при соблюдении условий эксплуатации организацией, эксплуатирующей АСУ ТП подготовки газа. В противном случае или в послегарантийный период промышленной эксплуатации ремонт поставляемого оборудования должен осуществляться силами Генерального заказчика.

1.3.1.5 Требование к сохранности информации

Возможные основные ситуации, приводящие к потере информации и меры, обеспечивающие ее сохранность:

- полное обесточивание всей системы – в этом случае источники бесперебойного питания должны обеспечить питание рабочих станций и контроллерного оборудования на время, достаточное для штатного завершения работы системы с целью сохранения информации и на время,

достаточное для запуска резервного источника питания. Кроме того, для рабочих станций должно быть предусмотрено периодическое копирование данных на внешние накопители, для ПЛК – использование энергонезависимых ОЗУ и ППЗУ или источников бесперебойного питания;

- обесточивание (отказ) отдельных контроллеров. В данном случае сохранность информации должна обеспечиваться за счет хранения текущей базы данных контроллеров в загрузочных файлах инженерной станции (сервера) и энергонезависимой памяти. Модули ввода/вывода при обесточивании (отказе) контроллера должны сохранять значения выходных сигналов для безударного ведения технологического процесса;

- отказ рабочей станции не должен приводить к потере информации, необходимой для непосредственного управления процессом в автономном режиме. В данной ситуации отсутствует лишь отображение и накопление информации на этой конкретной станции;

- отказ модуля ввода/вывода. В данной ситуации теряется связь с датчиком или исполнительным механизмом до момента восстановления работоспособности модуля. Отказ модуля ввода/вывода не должен приводить к использованию недостоверной информации для функций контроля, учета и управления.

1.3.1.6 Требования к стандартизации и унификации

АСУ ТП подготовки газа должна обеспечивать прием аналоговых сигналов и перевод сигнала в технические единицы в соответствии с установленными значениями коэффициента масштабирования и смещения нуля, а также прием дискретных входных и выдачу дискретных выходных сигналов.

В АСУ ТП подготовки газа должны быть использованы:

- входные аналоговые сигналы с токовыми значениями 4...20 мА;
- выходные аналоговые сигналы с токовыми значениями 4...20 мА;

- входные дискретные сигналы со значением входного сигнала 24В постоянного тока и 220 В переменного тока;
- выходные дискретные сигналы со значением выходного сигнала 24В постоянного тока и 220 В переменного тока;
- интерфейс последовательной передачи данных RS-232/485/422 с протоколом передачи данных Profibus DP;
- интерфейс RJ45, используемый в локальных вычислительных сетях Ethernet, с протоколом передачи данных TCP/IP.

1.3.1.7 Требования к остальным видам обеспечения

1.3.1.7.1 Требования к математическому обеспечению

Алгоритмы, входящие в состав математического обеспечения АСУ ТП подготовки газа, должны обладать полнотой и обеспечивать реализацию всех вышеперечисленных функций.

Для реализации функций первичной обработки аналоговых сигналов должны применяться стандартные алгоритмы масштабирования, линеаризации, сглаживания, фильтрации и усреднения.

При разработке алгоритмов регулирования технологических параметров необходимо учесть следующие требования:

- необходимость остановки действующей (при снижении расхода) и/или пуска резервной (при увеличении) нитки, а также перераспределения нагрузок на нитках для оптимизации работы технологического оборудования;
- регулирование перепада давления по входу в абсорбер для снижения температуры.

Алгоритмы управления исполнительными механизмами должны представлять собой последовательность действий для дистанционного управления исполнительными механизмами, с целью выполнения условий, невыполнение которых может привести к нарушению режима функционирования отдельных агрегатов и установки в целом.

В алгоритмах математического обеспечения АСУ ТП подготовки газа также должно быть предусмотрено автоматическое включение резерва (там, где это требуется).

Аварийная ситуация должна быть определена при достижении параметра аварийной границы. После обнаружения аварийной ситуации должна быть предусмотрена временная задержка перед срабатыванием системы ПАЗ (если же такова имеется). Время задержки должно быть определено на стадии техно-рабочего проектирования.

Предаварийная ситуация должна быть определена при достижении параметра технологической границы. После обнаружения предаварийной ситуации система должна выдавать только сообщение оператору без автоматического управления исполнительными механизмами.

Все типовые задачи, связанные со сбором, хранением и представлением информации, выдачей управляющих воздействий, должны быть реализованы в ПЛК на языках программирования, соответствующих требованиям стандарта IEC 61131-3.

1.3.1.7.2 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение системы должно представлять собой совокупность единой системы классификации и кодирования информации, баз данных и методов их организации, хранения и многократного использования данных при решении функциональных задач.

Информационное обеспечение системы должно охватывать все входящие в состав АСУ ТП подготовки газа вычислительные средства, быть достаточным для выполнения всех функций системы.

Информационный обмен между компонентами программно-технического комплекса должен быть согласован по единицам измерения данных, и обладать минимальной избыточностью.

Информационное обеспечение должно обеспечивать информационную совместимость со смежными системами контроля и управления.

Обмен информацией между уровнями системы должен осуществляться в автоматическом режиме с использованием согласованных протоколов приема/передачи данных.

Интерфейс с оперативным персоналом системы должен иметь иерархическую структуру с возможностью прямого перехода на наиболее важные элементы информации. Действия оператора, которые могут привести к изменениям на объекте управления, для исключения случайного ввода должны быть подтверждены.

1.3.1.7.3 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение системы должно обеспечивать выполнение всех функций АСУ ТП подготовки газа на всех уровнях.

Все поставляемые в составе программно-технического комплекса программные средства должны иметь сертификаты РФ, а также лицензионные соглашения (лицензии), подтверждающие правомочность их использования.

Программное обеспечение системы должно обладать следующими характеристиками: эффективность, устойчивость к ошибкам, гибкостью, корректностью, полнотой функций и быстродействием.

Система должна поставляться с отлаженными программами сбора, обработки, представления и передачи информации, автоматического управления, диагностики, достаточными для обеспечения выполнения всех ее функций.

1.3.1.7.4 Требования к техническому обеспечению

КТС системы должен базироваться на серийно выпускаемых средствах автоматизации и вычислительной техники и быть достаточным для реализации всех функций, предусмотренных настоящим техническим заданием.

Все технические средства системы должны иметь сертификаты, подтверждающие правомочность их применения на объекте.

Для контроля и измерения технологических параметров должны быть использованы по возможности датчики с унифицированным выходным сигналом. Для измерения наиболее ответственных аналоговых параметров должны быть использованы интеллектуальные датчики, в том числе многопараметрические для расходов.

Для обеспечения безопасности цепей управления и контроля в случаях, где это необходимо, должны применяться барьеры искробезопасности.

Щит контроля и управления АСУ ТП подготовки газа конструктивно должен представлять собой шкаф двустороннего обслуживания с цоколем. Габариты шкафа должны быть достаточны для размещения в них выбранного оборудования. В щите контроля и управления должны располагаться: контроллерное оборудование; источники бесперебойного электропитания; клеммники; реле. На щите должны отображаться основные параметры технологического процесса и оборудования.

АРМ-оператора должно состоять из:

- рабочей станции оператора (персональный компьютер с двумя жидкокристаллическими мониторами с диагональю не менее 20", поддерживающими разрешение экрана 1600x1200 точек);
- сетевого принтера (формата А3, лазерного);
- источников бесперебойного электропитания.

Рабочие станции оператора должны обеспечивать:

- вывод на экраны мониторов сообщений об отклонениях технологических параметров;
- вывод на экраны мониторов сообщений об аварийных отключениях оборудования, неисправностях системы;
- вывод на экраны мониторов оперативных данных в виде мнемосхем, трендов, таблиц;
- сохранение данных в архивах;

- формирование отчетов в графическом и табличном виде.

Принтер (формата А3) должен обеспечивать печать сменных отчетов и режимных листов.

АРМ-инженера АСУ ТП должно состоять из:

- рабочей станции инженера АСУ ТП (персональный компьютер с одним жидкокристаллическим монитором с диагональю 20”, поддерживающим разрешение экрана 1600х1200 точек);
- сетевого принтера (формата А3, лазерного);
- источника бесперебойного электропитания.

Рабочая станция инженера АСУ ТП должна обеспечивать:

- вывод на экран монитора сообщений об отклонениях технологических параметров;
- вывод на экран монитора сообщений об аварийных отключениях оборудования, неисправностях системы;
- вывод на экран монитора оперативных данных в виде мнемосхем, трендов, таблиц;
- сохранение данных в архивах;
- формирование отчетов в графическом и табличном виде;
- проектирование программного обеспечения контроллеров и рабочих станций оператора;
- конфигурирование программного и аппаратного обеспечения системы.

Сетевой принтер (формат А3) должен обеспечивать печать сменных отчетов и режимных листов.

Источник бесперебойного электропитания должен обеспечивать электропитанием АРМ-оператора и рабочую станцию инженера АСУ ТП в соответствии с п. 1.3.6.

1.3.1.7.5 Требования к лингвистическому обеспечению

При разработке прикладного программного обеспечения АСУ ТП подготовки газа должны быть использованы языки высокого уровня, обеспечивающие решение всех задач по реализации функций АСУ ТП подготовки газа.

Работа с АСУ ТП подготовки газа должна происходить в интерактивном режиме путем работы с экранными формами с использованием встроенных меню.

Лингвистическое обеспечение должно быть рассчитано на пользователя-специалиста в предметной области и удовлетворять следующим требованиям:

- русифицированный человеко-машинный язык;
- наличие иерархической структуры поиска и детализации;
- наличие языковых средств описания любой информации;
- визуальный ввод/вывод данных;
- световая (мигание) и звуковая сигнализация аварийных, предаварийных ситуаций;
- цветовая индикация состояний.

Индикация состояний должна иметь для всего объекта кодировку (отображение одинаковых состояний для разного оборудования одним цветом) и предусматривать различные цвета для всех возможных состояний того или иного оборудования (арматуры). Для аналоговых параметров должны различаться следующие состояния:

- нахождение параметра в заданных пределах;
- достижение технологических границ (предаварийная ситуация);
- достижение аварийных границ.

При выдаче оператором команд на исполнительные механизмы, изменение состояния которых может привести к остановке технологического процесса или аварии, должно быть запрошено подтверждение на совершение действия.

1.3.1.7.6 Требования к метрологическому обеспечению

Средства измерения, входящие в систему, должны иметь сертификат об утверждении типа и быть поверенными.

Перед вводом в эксплуатацию АСУ ТП подготовки газа должна быть проведена калибровка измерительных каналов и проверка работоспособности системы.

Измерительные каналы системы должны удовлетворять требованиям метрологической совместимости, т.е. иметь единый состав нормируемых метрологических характеристик (ГОСТ.8.009-84 «Нормируемые метрологические характеристики средств измерения»).

Под измерительными каналами понимаются каналы преобразования входных аналоговых сигналов 4...20 мА в значения параметров температуры, давления, уровня и расхода.

Пределы основной приведенной погрешности измерения параметров системы (с учетом погрешности датчиков) при нормальных условиях должны быть не более:

- по каналу измерения параметра токовым аналоговым сигналом – 0,3%:
- по цифровым сигналам – единица младшего разряда.

Основная приведенная погрешность установления аналогового выходного сигнала должна быть не более $\pm 0,5$ % в рабочем диапазоне температур.

Измерение расхода газа на технологической нитке должно производиться с помощью сужающих устройств в соответствии с ГОСТ 8.586-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств».

2 Описание технологического процесса

Попутный нефтяной газ (ПНГ) на установку осушки попутного газа поступает с давлением $7,0 \div 8,0$ МПа и температурой $25 \div 30$ °С, делится на два равных потока и направляется в две колонны гликолевой осушки – абсорбер С-2801-1 и абсорбер С-2801-2.

На потоках газа в каждый абсорбер контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования по приборам PIC28011541 и PIC28011542, Клеточно-плунжерный регулирующее-отсечные клапана типа КМРО BVM28002 или BVM28003, установленных на входе газа в абсорберы.

Сырой попутный нефтяной газ поступает в кубовую часть абсорберов С-2801-1 и С-2801-2.

Примечание. Оба технологических потока осушки аналогичны, поэтому далее дается описание одного потока абсорбера С-2801-1 с указанием в скобках позиций оборудования и КИП по второму потоку колонны С-2801-2.

Абсорбер С-2801-1 (С-2801-2) состоит из двух частей, разделенных по жидкости "глухой" тарелкой. Нижняя часть – сепарационная, предназначена для отделения влаги. Верхняя часть – массообменная.

Сепарационная часть абсорбера служит для улавливания водного и углеводородного конденсатов, выпадение которых из газа возможно при понижении температуры ниже температуры начала конденсации. Отделенная от газа в сепарационной части конденсатная вода накапливается в кубовой части абсорбера и выдается на утилизацию в сеть.

Уровень конденсатной воды в абсорбере контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования LICA28011101 (LICA28011102), регулирующий клапан RVP28013 (RVP28014) которой установлен на линии выдачи конденсатной воды из кубовой части абсорбера. При понижении уровня конденсатной воды в кубе

абсорбера до 300 мм срабатывает предупредительная сигнализация LICAL28011101 (LICAL28011102). В случае дальнейшего понижения уровня до 250 мм срабатывает блокировка LSALL2811121в (LSALL2811122в) на закрытие отсечного клапана BOVM28008 (BOVM28009). При повышении уровня в кубе до 800 мм срабатывает предупредительная сигнализация LAN2811121б (LAN2811122б).

Осушаемый газ после сепарационной части, через распределительные патрубки глухой тарелки, направляется в верхнюю часть абсорбера - массообменную, а навстречу ему с верха колонны стекает раствор поглотителя (осушителя) – триэтиленгликоля (ТЭГ).

Расход регенерированного ТЭГ $8997 \div 13496$ кг/ч в абсорбер контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования FIC66001251 (FIC66001252), регулирующий клапан RVP28011 (RVP28012) которой установлен на линии регенерированного ТЭГ в абсорбер.

ТЭГ, проходя массообменную зону абсорбера, насыщается влагой и углеводородами, накапливается на "глухой" тарелке и выдается в емкость - дегазатор D-2801.

Уровень насыщенного ТЭГ на "глухой" тарелке абсорбера контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования LICA28001191 (LICA28001192), регулирующий клапан RVP28001 (RVP28002) которой установлен на линии выдачи насыщенного ТЭГ из "глухой" тарелки абсорбера. При понижении уровня насыщенного ТЭГ на "глухой" тарелке абсорбера до 400 мм срабатывает предупредительная сигнализация LICAL28001191 (LICAL28001192). В случае дальнейшего понижения уровня до 300 мм срабатывает блокировка LSALL2811111в (LSALL2811112в) на закрытие отсечного клапана BOVM28001 (BOVM28002). При повышении уровня в кубе до 800 мм срабатывает предупредительная сигнализация LAN2811111б (LAN2811112б).

Технологический режим абсорбера С-2801-1 (С-2801-2) контролируется и корректируется по следующим параметрам:

PI28001161 (PI28001162), давление в кубе абсорбера $4,09 \div 4,29$ МПа;

TI28001121 (TI28001122), температура в кубе абсорбера $28 \div 32$ °С;

PI28001171 (PI28001172), давление в верхней части абсорбера $4,07 \div 4,27$ МПа;

TI28001131 (TI28001132), температура в верхней части абсорбера $29 \div 33$ °С;

PDIA28001181 (PDIA28001182), перепад давления на абсорбере не более 0,0071 МПа (перепад давления сепарационной части абсорбера не более 0,001 МПа, массообменной части – не более 0,0061 МПа).

При повышении перепада давления абсорбера до 0,02 МПа срабатывает предупредительная сигнализация PDIAH28001181 (PDIAH28001182).

Функциональная схема цеха подготовки газа приведена в приложении А.

3 Разработка структурной схемы АСУ ТП цеха подготовки газа

АСУ ТП цеха подготовки газа реализована в виде трехуровневой иерархической структуры:

- нижний уровень – уровень полевого оборудования КИПиА;
- средний уровень – уровень ПЛК;
- верхний уровень – уровень автоматизированного оперативного управления.

Такая иерархическая организация структуры обусловлена топологическим расположением контролируемых и управляемых технологических объектов, наличием аппаратных помещений для размещения ПТК, обеспечением высокого уровня ее надежности, уменьшением затрат на кабельную продукцию и строительно-монтажные работы.

Структурная схема АСУ ТП цеха подготовки газа приведена в приложении Б.

Нижний уровень системы состоит из первичных средств автоматизации:

- измерительные преобразователи и датчики, а именно:
 - датчики избыточного давления;
 - датчики дифференциального давления;
 - уровнемеры;
 - сигнализаторы уровня;
 - датчики температуры, в состав которых входят первичный преобразователь с чувствительным элементом и измерительный преобразователь;
 - массовые расходомеры;
 - концевые выключатели;
- исполнительные устройства и механизмы;
- клеммники;
- кабельные соединения;
- коммутационные реле.

Средний уровень системы состоит из программируемых логических контроллеров, станций распределенного ввода/вывода и контроллерной сети Profibus DP.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень системы состоит из коммутатора, персональных компьютеров, сервера базы данных, принтера, источника бесперебойного питания, локальной промышленной сети Industrial Ethernet.

Нижний уровень системы выполняет следующие функции:

- измерение параметров технологического процесса и оборудования и преобразования их в унифицированный сигнал;
- сбор и передачу информации о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования на средний уровень;
- исполнение команд регулирования и управления, поступающих со среднего уровня;
- формирование световых и звуковых предупредительных и предаварийных сигналов.

Средний уровень системы выполняет следующие функции:

- сбор, первичная обработка (фильтрацию, линеаризацию и масштабирование) и контроль информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- вычисление расхода газового конденсата;
- вычисление расхода газа на каждой технологической нитке и суммарного расхода газа;
- вычисление суммарного расхода газа на газлифт;
- вычисление суммарного расхода газа на факел;
- автоматическое управление технологическим оборудованием;
- регулирование параметрами технологического процесса;
- исполнение команд, поступающих с верхнего уровня;
- формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы;

- обмен информацией с верхним уровнем;
- поддержание единого времени в системе;
- работа в автономном режиме при нарушениях связи с верхним уровнем;
- формирование предупредительных и предаварийных сигналов;
- автоматическая диагностика комплекса программных и технических средств.

Верхний уровень системы выполняет следующие функции:

- прием информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса со среднего уровня системы;
- формирование и оперативное отображение информации в реальном времени в виде мнемосхем с динамическими элементами, таблиц и графиков отражающими текущее состояние технологического процесса;
- формирование и ведение технологической базы данных;
- обновление и корректировка базы данных;
- выборка информации из базы данных реального времени, выборка и поиск информации в исторической и архивной базе данных;
- формирование и отображение протоколов событий;
- формирование и выдачу команд дистанционного управления;
- обмен данными со средним уровнем системы;
- печать отчетной документации, сводок, трендов, протоколов событий, перечней неисправностей и/или отказов;
- бесперебойное питание технических средств верхнего уровня.

Принцип работы трехуровневой иерархической структуры состоит в следующем. Дискретные и аналоговые сигналы поступают от датчиков полевого уровня через клеммники на станции распределенного ввода/вывода. Станции распределенного ввода/вывода осуществляют прием, нормализацию, гальваническое разделение, предварительную обработку входных сигналов и передают их в программируемый логический контроллер по каналу Profibus DP. ПЛК обрабатывает полученную информацию в

соответствии с заданной программой и алгоритмом управления. Результатом обработки является формирование массивов выходной информации:

- для управления исполнительными механизмами через станции распределенного ввода/вывода;
- формирование массивов информации для передачи на:
 - панель оператора (расположенная на щите) по интерфейсу RS-485 с целью отображения хода (параметров) технологического процесса и оперативного управления процессом подготовки газа;
 - АРМ-оператора по каналу Ethernet с целью отображения хода (параметров) технологического процесса и оперативного управления процессом подготовки газа;
 - на сервер баз данных по каналу Ethernet.

В режиме дистанционного управления оперативный персонал выдает команды управления с АРМ-оператора или панели оператора на программируемый логический контроллер.

Станции распределенного ввода/вывода, получив информацию от ПЛК по каналу Profibus DP, осуществляют усиление, гальваническое разделение и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Сервер баз данных, АРМ-оператора, принтер связан между собой через коммутатор по каналу Ethernet.

Компьютеры АРМ-оператора оснащены 24 дюймовыми жидкокристаллическими видеомониторами, которые предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

На верхнем уровне наряду с АРМ-оператора расположена АРМ-инженера АСУ ТП. С ее помощью осуществляется инженерное обслуживание контроллеров, сервера и рабочих станций АРМ-оператора: программирование, наладка, настройка. Компьютер АРМ-инженера также оснащен 24 юймовым жидкокристаллическим видеомонитором.

В помещении операторной предусмотрен цветной лазерный принтер HP формата А3 для распечатки отчетной документации и трендов.

АРМ-оператора и АРМ-инженера АСУ ТП работают под управлением лицензионной операционной системы Microsoft XP Professional. В качестве инструментальных программных средств используются:

- среда для разработки программного обеспечения контроллеров на языках, соответствующих требованиям стандарта IEC 61131-3, STEP 7;
- среда для проектирования технологических дисплеев рабочих станций Windows Control Center;
- система управления реляционными базами данных Microsoft SQL Server 2008 R2.

В течение всего времени работы системы осуществляется автоматическое диагностирование оборудования системы управления, программно-технических средств всех уровней системы и состояния коммуникационных связей между ними. Результаты диагностирования комплекса технических средств системы доступны в виде системной информации, а при выявлении неисправностей выводятся на экраны мониторов АРМ-операторов в виде сигнализаций.

Для увеличения надежности функционирования технических средств АСУ ТП их питание осуществляется от источников бесперебойного питания.

При отказе АРМ-операторов и/или панели оператора ПЛК АСУ ТП обеспечивает автоматическое бесперебойное ведение технологического процесса.

4 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматического контроля и управления предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов. Объектом управления в системах автоматизации технологических процессов является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроенными в него запорными и регулируемыми органами .

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме автоматизации изображаются системы автоматического контроля, регулирование, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса.

Разработка функциональной схемы автоматизации всей системы цеха подготовки газа является сложной задачей. В рамках проектных организаций разработкой функциональных схем автоматизации занимается отдел автоматизации, состоящий из 5-10 человек. Таким образом, в рамках выпускной квалификационной работы было решено разработать

функциональную схему автоматизации только части системы цеха подготовки газа, а именно абсорбера С-2801-2.

В данной работе будем разрабатывать функциональную схему автоматизации по ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условных приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-93 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

Функциональная схема автоматизации абсорбера приведена в приложении В.

5 Разработка схемы информационных потоков цеха подготовки газа

Схема информационных потоков, приведенная в приложении Г, состоит из трех уровней сбора и хранения информации :

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых, дискретных сигналов, данные вычислений и преобразований.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Иными словами, она играет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранам формам приложений автоматизированных рабочих мест. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Данные между ПЛК и панелью оператора передаются по интерфейсу RS-485, между ПЛК и АРМ оператора – по сети Ethernet. Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате OPC, включают в себя:

- PI28001161 (PI28001162), давление в кубе абсорбера $7,09 \div 7,29$ МПа;
- TI28001121 (TI28001122), температура в кубе абсорбера $28 \div 32$ °С;
- PI28001171 (PI28001172), давление в верхней части абсорбера $7,07 \div 7,27$ МПа;
- TI28001131 (TI28001132), температура в верхней части абсорбера $29 \div 33$ °С;
- PDIA28001181 (PDIA28001182), перепад давления на абсорбере не более 0,0071 МПа

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (Тег), состоящий из символьной строки. Структура тега имеет следующий вид:

ABCCNNNN, где

- А – параметр, не более 4-х символов, может принимать следующие значения:
 - Р – давление избыточное;
 - Р – давление-разряжение;
 - Т – температура;
 - L – уровень;
 - F – расход.
- В – функция, может принимать следующие значения:
 - С – управление;
 - R – регистрация;
 - D – разница;
 - А – оповещение;
 - Т – передатчик;
 - W – изолированный карман;
 - I – индикация.
- СС – уточнение:
 - V – задвижка;
 - I – индикация;
 - L – низкий предаварийный уровень;
 - LL – аварийный уровень;
 - Н – высокий предаварийный уровень;
 - HH – высокий предаварийный уровень.

4) NNNN – Номер позиции.

Кодировка некоторых сигналов в SCADA системе представлена в таблице №1.

Таблица №1 – Кодировка сигналов в SCADA системе

Тег	Описание сигнала
PT28001161	pressure in the cube absorber
PT28001162	pressure in the cube absorber
PT28001171	the pressure in the upper part of the absorber
PT28001172	the pressure in the upper part of the absorber
TT28001121	the temperature in the cube absorber
TT28001122	the temperature in the cube absorber
TT28001131	the temperature in the upper part of the absorber
TT28001132	the temperature in the upper part of the absorber
PDT28001181	the pressure drop across the absorber
PDT28001182	the pressure drop across the absorber
LT28011101	the level of condensate water in the cube absorber
LT28011102	the level of condensate water in the cube absorber

Верхний уровень представлен БД ПП и БД АСУ ТП. Информация этого уровня структурируется для специалистов наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детально-стью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля ис-

тории DeltaV History Analysis. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в БД используются таблицы и поля записи. Поля записей канала представлены в таблице №2.

Таблица № 2 – Поля записей канала в БД

Имя поля	Значение	Комментарий
code	PT28001162	Код канала
description	pressure in the cube absorber	Описание (давление в кубе абсорбера)
type	AI	Тип: аналоговый сигнал
address	28001162_ P_AI	Адрес
Event code	1	Код технологического события
Alarm code	4	Код аварии
Sample (sec)	5	Интервал выборки
Raw value	3345	Первичное значение
Converted value	163.24	Преобразованное значение МПа
Alarm state	yes	Аварийное состояние
coefficient	0.0488	Коэффициент преобразования
units	МПа	Единица измерения
Min	0	Минимальное значение
max	200	Максимальное значение

Таблица некоторых вход/выходных сигналов абсорбера приведена в приложении Д.

6 Выбор комплекса технических средств

КТС АСУ ТП цеха подготовки газа включает в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, коммутационную аппаратуру, а также системы сигнализации и вспомогательное оборудование.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование обрабатывает сигналы, поступающие с измерительных устройств, осуществляет алгоритмы управления и выполнение задач вычисления, выдает сигналы управления на исполнительные устройства. Посредством коммутационной аппаратуры осуществляется обмен данными между ПЛК и АСУ ТП верхнего уровня, а также другими подсистемами. Источник бесперебойного питания обеспечивает надежное функционирование технических средств АСУ ТП. Панель оператора позволяет осуществлять оперативное управление и мониторинг технологического процесса.

Контроллерное оборудование располагается в шкафу размером 2000x800x600 мм, со степенью защиты от воздействия окружающей среды IP54, с принудительной вентиляцией.

КТС имеет взрывозащитное исполнение типа «взрывонепроницаемая оболочка», либо «искробезопасная электрическая цепь».

6.1 Оборудование шкафа управления

Информационные кабели с абсорбера заводятся в шкаф управления и подключаются к соответствующим интерфейсным модулям. В шкафах управления располагается контроллерное и вспомогательное оборудование. В шкафу АРМ оператора располагается ПК со специализированным ПО и ЖК-дисплей для отображения информационных сообщений и экранных форм мнемосхем.

6.1.1 Источники электропитания

Общее напряжение питания шкафа управления осуществляется от промышленной сети 220В/50Гц и через автоматические предохранительные выключатели двухполюсные поступает на блоки питания оборудования шкафа.

Источниками питания оборудования являются блоки питания (БП) QUINT-PS-100-240AC/24DC/20, QUINT-PS-100-240AC/24DC/10 и QUINT-PS-100-240AC/12DC/10, производства компании Phoenix Contact (рис. 1).

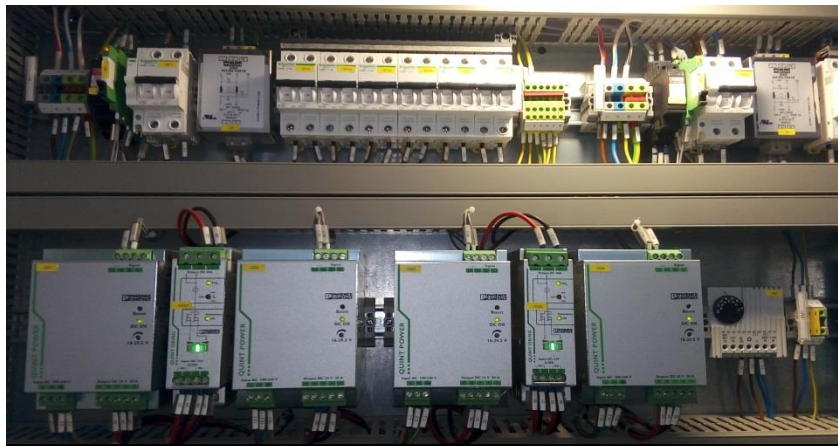


Рисунок 1. Внешний вид блока питания

Компактные блоки питания QUINT-PS обеспечивают максимальную степень готовности системы. Производитель гарантирует надежное и быстрое срабатывание стандартных автоматических выключателей при кратком замыкании благодаря 6-кратному превышению номинального тока и задержке срабатывания электронной защиты в течение 12 миллисекунд.

Блок представляет собой импульсный источник питания с регулированием в первичной цепи и дополнительными преобразователями в цепи постоянного тока. Существует как в однофазном исполнении, так и трехфазном, а благодаря наличию системы POWER BOOST, которая обеспечивает выдерживание перегрузки в 1,5 раза в течении длительного времени, отсутствуют провалы напряжения.

Основные технические характеристики QUINT-PS-100-240AC/24DC/20

Входные данные

Входное напряжение AC	85...264 В
Входное напряжение DC	90...350 В
Частота переменного тока	45...65 Гц
Входной предохранитель	12 А

Выходные данные

Номинальное напряжение на выходе DC	24 В
Погрешность	$\pm 1\%$
Выходной ток	20 А
Возможность параллельного подключения	есть
Возможность последовательного подключения	есть
КПД	92 %

Конструктив

Способ монтажа	На DIN-рейку
Рабочая температура	-25...+70 °С
Габариты (ШхВхГ)	157х130х125 мм

Кроме того для питания маломощной нагрузки используются источники питания такого же номинала, только на ток до 10А на нагрузке. Так же применяются источники питания на 12В и ток до 10А.

6.1.2. Развязывающие диоды

Однотипные источники питания включены параллельно, для обеспечения пассивного резервирования. У БП в выходной цепи возможны две неисправности: типа «обрыв» и «короткое замыкание». При параллельном включении БП возникновение неисправности «обрыв» на одном из них не влечет за собой нарушения работоспособности, а вот вторая – влечет. Для исключения влияния на работоспособность группы БП

неисправности типа «короткое замыкание» используют блок развязывающих диодов.



Рисунок 2. Внешний вид блока развязывающих диодов

Основные технические характеристики представлены ниже.

Входные данные

Номинальное напряжение на входе =24 В
Диапазон входного постоянного напряжения 0 – 30 В
Номинальный входной ток 2x 20 А (макс. 30 А)
1x 40 А (макс. 60 А)

Выходные данные

Рассеиваемая мощность, макс 20 Вт
КПД > 97 %

Конструктив

Способ монтажа На DIN-рейку
Рабочая температура -25...+70 °С
Габариты (ШхВхГ) 62x84x102 мм
Схема подключения источников питания и диодов представлена на рисунке 3.

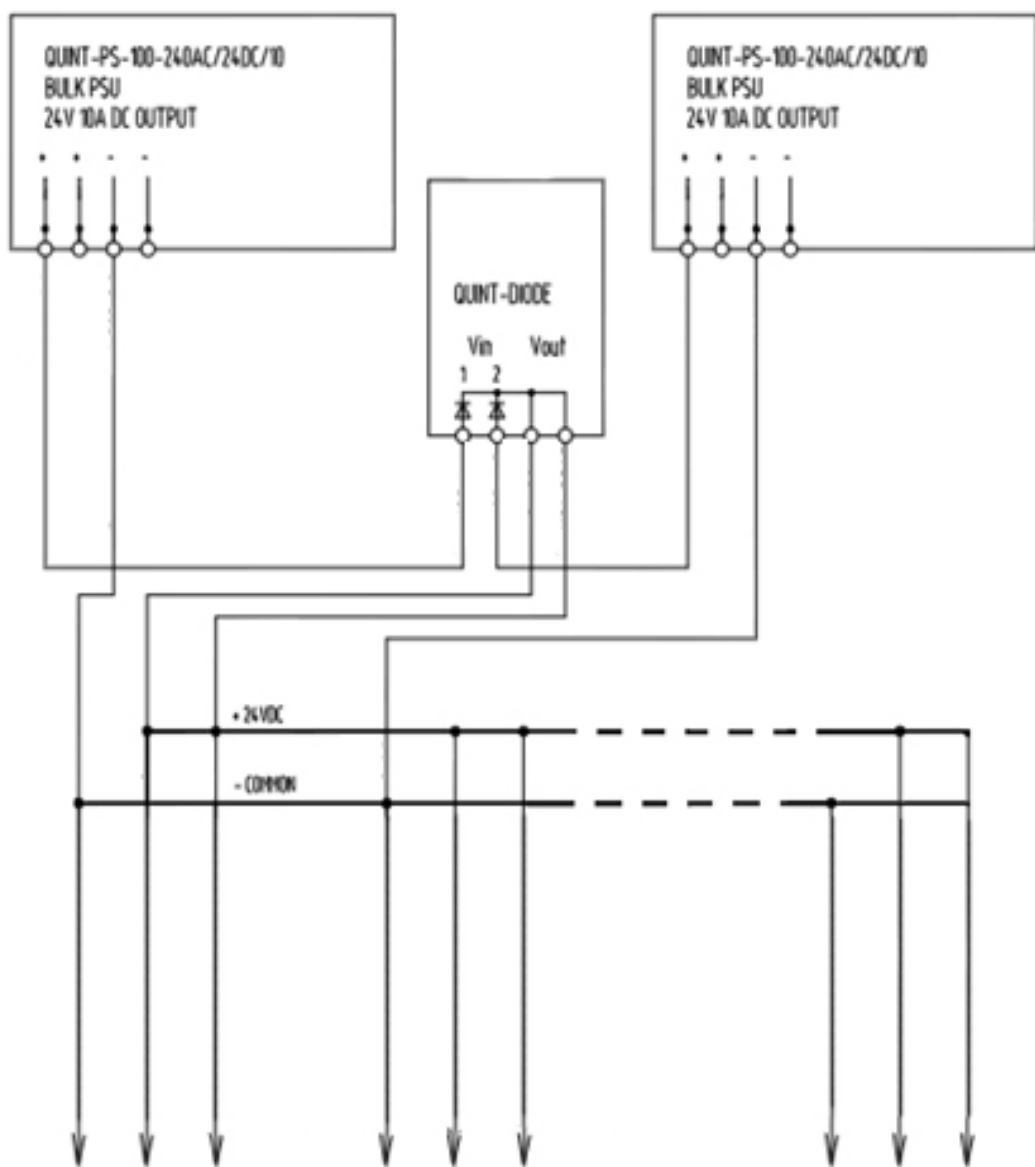


Рисунок 3. Схема подключения блоков питания и развязывающих диодов

6.1.3 Клеммник распределения питания

Для подключения питания 24В по оборудованию шкафа и полевого оборудованию выбираем клеммники UK10 – DREHSI LED, производства компании Phoenix Contact (рис.4).

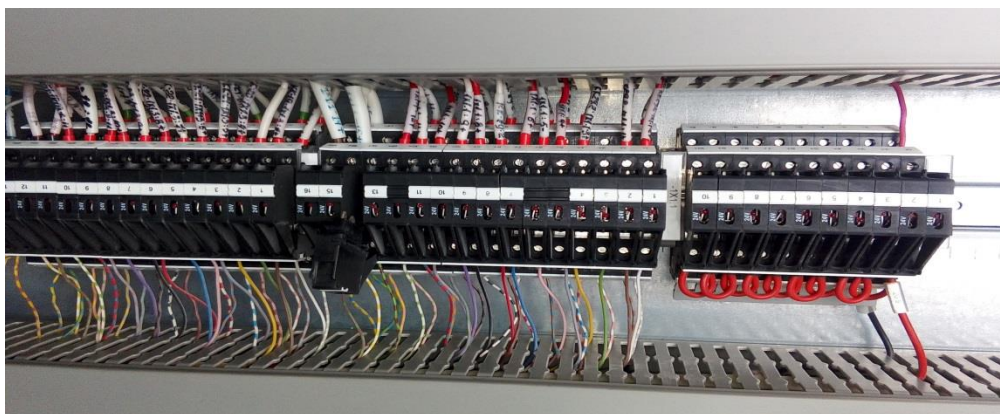


Рисунок 4. Блок клеммников 24В питания оборудования

Клеммные модули оснащены плавкими предохранителями. При возникновении в цепи тока, превышающего расчетный, предохранитель перегорает.

6.1.4. Контроллеры и подсистема ввода-вывода

В качестве контроллерного оборудования выбираем систему Delta

V. Монтаж компонентов системы осуществляется на рейке DIN в шкафу управления. Несущие панели обеспечивают подключение к линиям питания и коммуникаций. Подсистема ввода-вывода и контроллеры являются модульными компонентами, устанавливаемыми в слоты (разъемы) на несущей панели.



Рисунок 5. Контроллерное оборудование системы Delta V, смонтированное в шкафу управления

6.1.5. Электропитание системы Delta V

Питание системы осуществляется от собственного системного источника питания. Системные источники питания способны принимать широкий диапазон входных напряжений и преобразовывать его в стабильное выходное напряжение. Конструкционной особенностью блока питания является то, что он подключается к общей шине питания через специальный разъем, что избавляет от необходимости в использовании огромного количества проводов (рис.6).



Рисунок 6. Системный источник питания для Delta V

В нашем случае два источника объединены и подают напряжение только на одну шину питания через несущие панели интерфейсов ввода/вывода. В случае отказа одного из системных блоков питания неисправный блок можно заменить, не отключая систему и не нарушая ее функционирование. В случае сбоя напряжения сети или выходного напряжения системного источника питания, пользователь получает предупреждение, а блок питания прекращает свое функционирование. Кроме того, состояние источника питания показывают светодиодные индикаторы, расположенные на корпусе.

Используемые источники питания принимают питание напряжением 24В и передает его на 2-слотовую несущую панель устройств питания/контроллеров, на которой он установлен. Системный источник

питания изолирован от источника питания полевого оборудования. Основные характеристики представлены в таблице № 3.

Таблица № 3 – Основные характеристики источника питания (Dual DC/DC)

Входное питание	от 11,4 до 12,6 В пост. тока (входное питание 12 В пост. тока) от 21,6 до 26,4 В пост. тока (входное питание 24 В пост. тока)
Бросок питания ("мягкий" запуск)	Максимальный пик 12 А в течение 5 мс при входном питании 12 В пост. тока (за исключением транзитного выходного питания 12 В пост. тока) Максимальный ток 20А в течение 5 мс при входном питании 24В пост. тока.(включая выходное питание 12В пост.тока)
Выходная мощность	Суммарная 10 Вт при 60 °С (комбинированный выход 5В пост. тока и 3.3В пост. тока)
Выходные напряжения	13А максимум при 12 В пост. тока 12В пост. тока, 4,5А максимум (если преобразовывается из 24 В пост. тока) 2,0 А при 5 В пост. тока 1,2 А при 3,3 В пост. Тока
Входная защита	Внутренний предохранитель, несменяемый
Защита от перенапряжения	Выход защищен при уровне от 110 до 120%
Время удерживания	Выход: остается в пределах 5% от номинала при полной нагрузке и входном питании 11,4 В пост. тока в течение 5 мс
Рабочая температура	от 0 до 60 °С (от 32 до 140 °F) без падения мощности
Температура	от -40 до 70 °С (от -40 до 158 °F)

хранения	
Относительная влажность	от 5 до 95%, без конденсации
Воздушные загрязнения	ISA-S71.04-1985 Класс воздушных загрязнений G3
Ударная нагрузка	$\frac{1}{2}$ синусоиды 10 г в течение 11 мс
Вибрация	Амплитуда 1 мм от 5 до 16 Гц, 0,5 г от 16 до 150 Гц
Установка	В любой слот 2-слотовой несущей панели устройств питания/контроллеров
Светодиодные индикаторы:	
Зеленый – питание пост. током	Подается входное питание пост. током, внутренний предохранитель/диод цел.
Красный – Ошибка	Значения на выходах 5 В пост. тока и 3,3 В пост. тока отклонились за допустимые пределы.
Внешние разъемы:	
Основное питание	Вход - постоянный ток, 2 контакта
Тревожная сигнализация	нормально разомкнутое 2-проводное реле; реле закрыто, когда на выходах в пределах $\pm 4\%$ от номинала; 2,0 А при 30 В пост. тока, 2,0 при 250 В перем. тока

6.1.6 Опросный лист для выбора контроллера

В настоящее время существует огромное количество производителей контроллерного оборудования. Программируемые логические контроллеры применяются в разных отраслях промышленности, обладают различными техническими и эксплуатационными характеристиками, имеют разное исполнение, снабжаются различными модулями ввода/вывода и поставляются с различным программным обеспечением. Поэтому, для

оптимального выбора контроллера, необходимо сформировать к нему определенные требования, которым должна отвечать система управления построенная на выбранном ПЛК. Одним из способов сформировать для поставщика и определиться с выбором оборудования является опросный лист. Основные его пункты представлены в таблице № 4.

Таблица № 4 – Опросный лист выбора ПЛК

Наименование системы (объекта управления)	Система автоматизированного управления винтовым компрессором
Назначение контроллера	<input checked="" type="checkbox"/> Сбор данных <input checked="" type="checkbox"/> Дискретное управление <input checked="" type="checkbox"/> Непрерывное управление <input type="checkbox"/> Вычисление расхода газа <input type="checkbox"/> Компьютер чистой нефти <input type="checkbox"/> Оптимизация добычи нефти
Количество сигналов ввода/вывода	Аналоговый вход: 16 Аналоговый выход: 8 Дискретный вход “сухой контакт”: 48 Дискретный вход 24 В: 16 Дискретный выход 24 В: 24 Дискретный выход релейный: 16 Импульсный вход: Температурный вход Pt100: Цифровой вход HART: 8
Количество и тип коммуникационных портов (максимум 2)	<input type="checkbox"/> RS-232 (до 15 м) <input checked="" type="checkbox"/> RS-485 (до 1500 м) <input type="checkbox"/> Выделенная телефонная линия <input type="checkbox"/> Коммутируемая телефонная линия <input type="checkbox"/> Радио
Поддерживаемые комм. протоколы	<input type="checkbox"/> ROC <input checked="" type="checkbox"/> MODBUS <input checked="" type="checkbox"/> HART
Условия размещения контроллера	<input checked="" type="checkbox"/> В отапливаемом помещении <input type="checkbox"/> В неотапливаемом помещении <input type="checkbox"/> Вне помещения
Защитный кожух	<input type="checkbox"/> Не требуется <input type="checkbox"/> Требуется - для монтажа на открытой площадке - для монтажа на стене/трубе
Внешний жидкокристаллический дисплей	<input checked="" type="checkbox"/> Не требуется <input type="checkbox"/> Требуется
Температура окружающей среды	

°C	
Напряжение питания на объекте	<input checked="" type="checkbox"/> 220 В перем. тока <input type="checkbox"/> 24 В пост. Тока <input type="checkbox"/> 12 В пост. Тока <input type="checkbox"/> отсутствует
Контроллер нужно укомплектовать программным обеспечением	<input checked="" type="checkbox"/> Для сбора и отображения данных (SCADA) <input checked="" type="checkbox"/> OPC сервером <input type="checkbox"/> DDE сервером <input type="checkbox"/> _____
Дополнительные требования	Возможность замены модулей и частей системы «на горячую» без прерывания функционирования.

Сформированным требованиям в полной мере соответствует контроллер MD Plus системы Delta V. Контроллер выбран с заведомой избыточностью в плане количества поддерживаемых каналов ввода/вывода и количества обрабатываемых параметров с целью возможного дальнейшего расширения системы.

6.1.7. Контроллер Delta V MD Plus

Задачей контроллера MD Plus является локальное управление и контроль обмена данными между подсистемой ввода/вывода и управляющей сетью. Контроллер устанавливается в правый слот 2-слотовой горизонтальной несущей панели (рис. 7). Имеется возможность добавить дополнительный контроллер с целью обеспечения резервирования основного контроллера. В случае отказа, резервный контроллер безударно и автоматически переключается в рабочий режим, не вызывая резких переходных процессов и ударов.



Рисунок 7. Контроллер MD Plus, установленный в модуль

По заявлениям производителя, MD Plus работает на 400% быстрее, чем его предшественник M5 Plus и имеет больший объем памяти. В результате снижается загрузка центрального процессорного устройства (ЦПУ) и расширяются возможности для стратегий управления. Контроллер MD рекомендуется для управления периодическими процессами, регистрации последовательности событий и усовершенствованного управления. Контроллер способен автоматически самоидентифицироваться в сети управления. При включении контроллера ему автоматически присваивается адрес. Для начала работы нет необходимости в конфигурировании системы. Конфигурирование осуществляется автоматически, как и определение типа подключенного устройства.

Контроллер имеет систему светодиодной индикации. Индикация позволяет определить режимы работы контроллера без обращения к рабочей станции.

Контроллер автоматически распознает подключенные устройства ввода/вывода и их тип. Сразу после подключения платы ввода/вывода контроллеру становятся известны типы всех полевых приборов, подключенных к ней. Таким образом, сокращается количество трудоемких операций связанных с конфигурированием.

Каждый раз, когда загружаются данные в контроллер, DeltaV сохраняет информацию о загруженных параметрах. Аналогично, когда пользователи вносят в оперативном режиме изменения в конфигурацию

контроллера, система также сохраняет эти изменения. Таким образом, система всегда регистрирует все данные, загруженные в контроллер, и все внесенные в диалоге изменения.

Присваивание меток времени, формирование и сбор трендов также осуществляются контроллером. Непосредственно в контроллере выполняется программа управления системой. Цикл обработки любого контура (считывание информации из канала ввода, реализация управляющей стратегии, передача данных на выход) осуществляется в течение 100 мс.

Контроллер способен передавать служебную информацию от интеллектуальных HART-совместимых полевых приборов к любому узлу сети управления. Это позволяет воспользоваться системой обслуживания КИПиА, дающей возможность дистанционно управлять настройками приборов, которые поддерживают HART или FOUNDATION Fieldbus.

Наличие способности холодного перезапуска гарантирует автоматический перезапуск контроллера в случае отключения питания без ручной перезагрузки конфигурации из рабочей станции.

Основные характеристики представлены в таблице № 5.

Таблица №5 – Характеристики контроллера MD Plus

Электропитание (обеспечивается системным источником питания через 2-слотовую несущую панель)	+5.0 В пост. тока, 1.4 А
Максимальный ток	2.0 А
Предохранитель	3.0 А, несменные предохранители
Рассеивание энергии	Обычное — 6.0 Вт, максимальное — 10 Вт
Характеристики окружающей среды:	
Рабочая температура	от 0 до 60°C
Температура хранения	от -40 до 85°C

Относительная влажность	от 5 до 95%, без конденсации
Вибрация (пределы сохранения работоспособности)	Двойная амплитуда 1 мм от 5 Гц до 16 Гц, 0,5 g от 16 Гц до 150 Гц
Память для приложений	14 МБ
Установка	В правый слот несущей панели устройств питания/контроллеров.
Внешние соединения:	
Первичная сеть управления	8-контактный разъем RJ-45
Резервная сеть управления	8-контактный разъем RJ-45

Благодаря используемым технологиям, имеется возможность изменять систему без останова технологического процесса, что существенно упрощает работу с системой.

6.1.8. Подсистема ввода-вывода Delta V

Подсистема ввода-вывода Delta V поддерживает множество типов плат интерфейса ввода-вывода, включая платы аналогового и дискретного ввода и вывода, в том числе с возможностями HART, платы последовательного интерфейса, платы ввода сигналов термопар, платы ввода сигналов термометров сопротивления, платы искробезопасного аналогового и дискретного в/в. Также поддерживаются платы полевых шин, а именно интерфейса Fieldbus H1, Profibus DP, AS-I и DeviceNet. Подсистема ввода/вывода Delta V включает в себя модули интерфейсов ввода/вывода, каждый из которых состоит из клеммного блока и платы ввода/вывода. На следующем рисунке 8 представлены составные части модуля стандартного токового ввода 4 – 20мА (AI). Как видно в клеммном блоке также располагаются сменные одноразовые защитные предохранители на 2А.

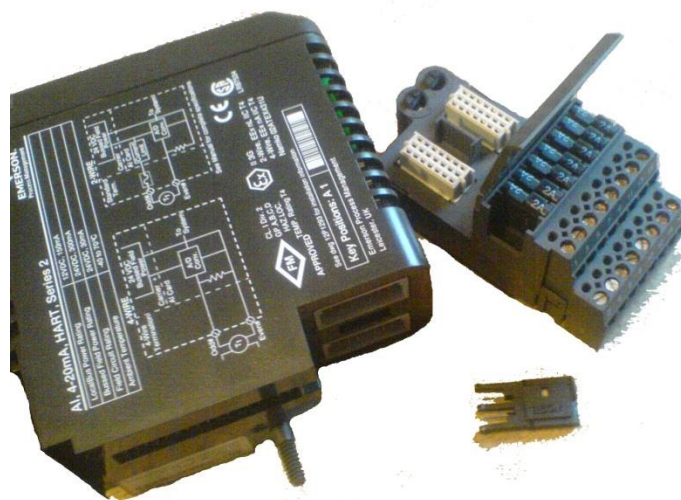


Рисунок 8. Состав модуля аналогового ввода

Клеммный блок устанавливается на несущую панель и обеспечивает подключение полевого оборудования (измерительных приборов и исполнительных устройств) с помощью зажимных винтов или много контактных разъемов. Плата ввода/вывода устанавливается на несущую панель на клеммный блок и преобразует сигналы, поступающие от приборов, или сигналы, подаваемые на исполнительные устройства, в цифровой формат для реализации функций управления и коммуникаций. Такая конструкция позволяет устанавливать клеммные блоки и подключать кабели до установки плат ввода/вывода, уменьшая тем самым затраты времени на монтаж и обслуживание. К одному контроллеру можно подключить до 64 плат ввода-вывода.

Чтобы упростить установку и гарантировать, что плата в/в соответствует подведенным к клеммнику сигналам по типу, клеммные блоки снабжены ключами защиты, которые соответствуют ключам на платах в/в. Ключи гарантируют соответствие плат в/в и клеммных блоков. Плата в/в вставляется в клеммный блок только в том случае, если ключи совпадают.

6.1.9. Модули аналогового ввода (AI)

Плата AI содержит восемь каналов измерения сигналов диапазона 4-20мА. Имеется возможность общаться с полевыми устройствами с помощью

HART. Используются для подключения 2х проводных и 4х проводных датчиков. В клеммном блоке модуля располагаются специализированные предохранители на 2А на каждый канал (рис. 8). Основные технические характеристики представлены в таблице № 6.

Таблица № 6 – Основные характеристики модуля аналогового ввода.

Пункт	Характеристика
Число каналов	Восемь
Изоляция	Каждый канал оптически изолирован от системы (проверено на заводе при пост. напряжении 1500 В)
Номинальный диапазон сигнала (шкала)	от 4 до 20 мА
Максимальный диапазон сигнала	от 1 до 22.5 мА, с проверкой выхода за границы диапазона
Диапазон светодиодной индикации	от 0.75 до 23 мА
Ток локальной шины на одну плату (при 12Vdc)	Обычно 120 мА, максимум 150 мА
Ток цепи полевых приборов, на одну плату	Максимум 300 мА при пост. напр. 24 В (+/- 10%)
Ток цепи полевых приборов, на один канал	32 мА максимум
Погрешность преобразования во всем температурном диапазоне	0.1% шкалы

Разрешение	16 бит
Повторяемость	0.05% шкалы
Частота затухания	-3 дБ при 2.7 Гц; -20.5 дБ при частоте, равной 1/2 частоты дискретизации
Калибровка	Не требуется
Поддержка коммуникаций (только для версии с HART)	Сквозной запрос/ответ HART Информация о переменных HART Информация о состоянии устройства
Время сканирования по HART	600-800 мс (типично) на каждый включенный канал
Предохранитель (только симплексный режим)	2.0 А
Установка	Выделенный слот несущей панели в/в

Далее на рисунке 9 представлена структурная схема платы АІ для подключения двухпроводного полевого устройства.

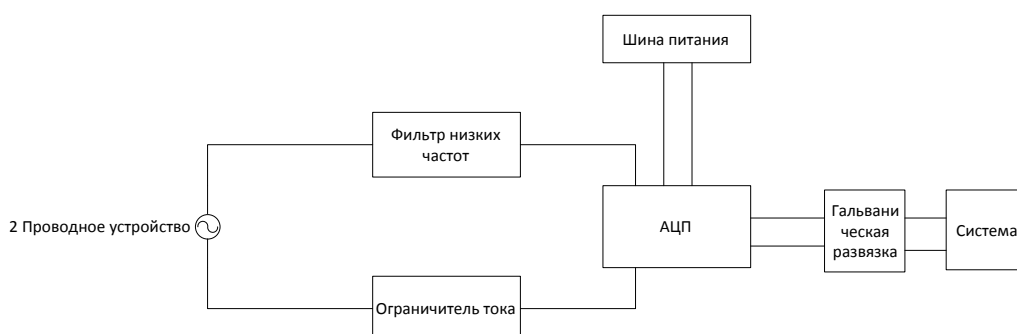


Рисунок 9. Структурная схема канала платы АІ для двухпроводного устройства

Так же существуют платы АІ для приборов питающихся напряжением 24В и выдающие данные в форме унифицированного токового сигнала,

подключаемых по четырехпроводной схеме.



Рисунок 10. Структурная схема канала платы АІ для четырехпроводного датчика

Примерами таких приборов могут служить, например, газоанализаторы Polytron. В токовом контуре таких приборов устанавливаются плавкие предохранители, располагающиеся в шкафу управления, на предельную токовую нагрузку 100мА. Структурная схема канала платы АІ для подключения 4х проводного прибора представлена на рисунке 10.

6.1.10. Модули дискретного ввода (DI)

В шкафу управления установлены 6 плат модулей дискретного ввода (DI). Платы установлены согласно чертежу общего вида. Плата имеет 32 канала дискретного ввода, подключаемых по схеме «сухой контакт». Структурная схема канала платы DI представлена на рисунке 11.

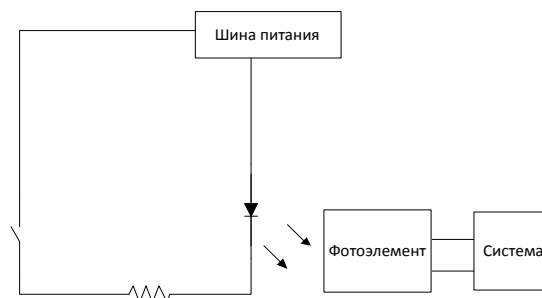


Рисунок 11. Структурная схема канала платы DI

Основные технические характеристики модуля дискретного ввода представлены в таблице №7.

Таблица № 7 – Основные характеристики модуля дискретного ввода

Пункт	Характеристика
Число каналов	32
Изоляция	Каждый канал оптически изолирован от системы (проверено на заводе при пост. напряжении 1500 В)
Уровень определения для “Вкл.”	$> 2 \text{ мА}$
Уровень определения для “Выкл.”	$< 0.25 \text{ мА}$
Полное входное сопротивление	5 Ом
Ток локальной шины на одну плату (12 В пост. тока)	номинально 50 мА, максимум 75 мА
Питание цепи полевых приборов, на одну плату	150 мА при 24 В пост. тока (+/-10%) Для плат серии 2 150 мА при 24 В (-15%/+20%)
Установка	Выделенный слот несущей панели в/в

6.1.11. Модули дискретного вывода (DO)

В системе Delta V так же имеются модули дискретного вывода (DO). Один блок поддерживает 32 канала на напряжение 24В, имеет потенциальный контакт. Данные модули используются для выдачи

управляющих дискретных сигналов на элементы системы. Основные технические характеристики представлены в таблиц № 8.

Таблица №8 – Основные характеристики модуля дискретного вывода

Пункт	Характеристика
Число каналов	32
Изоляция	Каждый канал оптически изолирован от системы (проверено на заводе при пост. напряжении 1500 В)
Диапазон напряжения на выходе	24В пост. тока (+/-10%)
Ток на выходе по номиналу	100 мА на канал
Ток утечки в выключенном состоянии	0.1 мА максимум
Ток локальной шины на одну плату (при 12 VDC)	100 мА номинально 150 мА максимум
Питание цепи полевых приборов, на одну плату	3.2 А при 24В пост. тока (± 10%)
Установка	Выделенный слот несущей панели в/в

Структурная схема канала модуля дискретного вывода системы DeltaV представлена на рисунке 12.

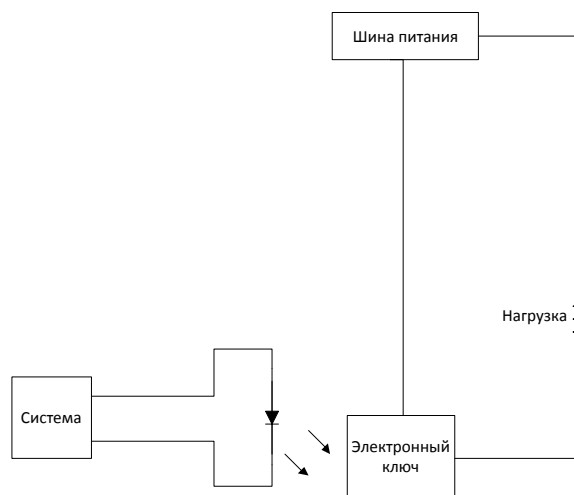


Рисунок 12. Структурная схема модуля DO

Модули такого типа отлично подходят для подключения исполнительных устройств, управляемых дискретными сигналами, а так же для реализации двухпозиционных регуляторов.

6.1.12. Интерфейсные блоки подсистемы дискретного ввода-вывода

Обычный проводной монтаж узлов периферийных устройств требует значительных затратами временных. Передача сигналов от управляемых устройств к электротехническим клеммам, реле или оптопарам производится по отдельным проводам. Для этого необходимо комплексное выполнение проводного монтажа. Вероятность ошибки при совершении подключений не исключается. Системная кабельная разводка VARIOFACE, серия изделий от Phoenix Contact, благодаря быстрой, безошибочной и унифицированной разводке на единой системной основе позволяет значительно сократить все расходы. В данной системе интерфейсные модули используются как сопрягающие элементы подсистемы дискретного вывода Delta V. Используются две схемы гальванической развязки системы Delta V и полевого оборудования. Первая используется для гальванической развязки модуля DO (рис. 13) от индуктивной нагрузки (магнитный пускатель). Схема используется для управления мощными нагрузками (например, вытяжной

вентилятор, установленный в укрытии скважины) через силовой шкаф (именно там располагаются магнитные пускатели).

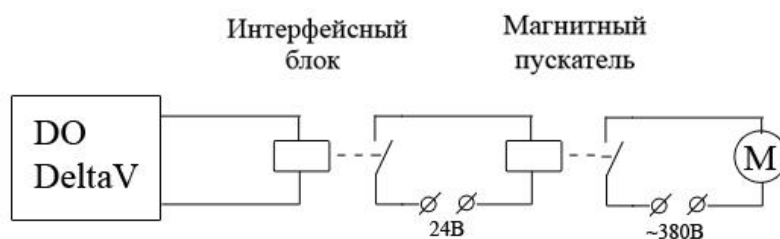


Рисунок 13. Схема гальванической развязки индуктивной нагрузки и модуля DO

Вторая схема (рис.14) используется для управления нагрузками питающимися от сети более высокого напряжения. Примерами использования могут послужить цепи управления клапаном-отсекателем с электроприводом или обогревателями ёмкостей.

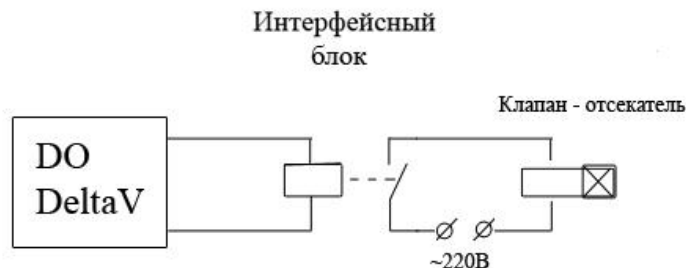


Рисунок 14. Схема гальванической развязки модуля DO от высокого напряжения

Для использования открывающих, замыкающих или переключающих функций используются универсальные реле PLC-INTERFACE. Реле состоят из базового клеммного модуля со вставным реле (переключающий контакт) или с полупроводниковым реле (рис.15).

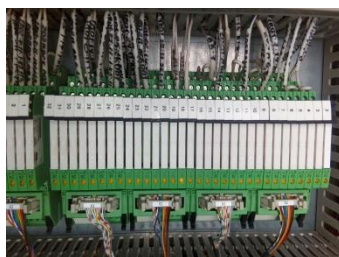


Рисунок 15. Внешний вид и устройство универсального реле PLC-
INTERFACE

Основные технические характеристики блока реле представлены ниже.

Входные параметры

Входное номинальное напряжение UIN	24 В
Номинальный входной ток при UIN	9 мА
Время срабатывания, типовое	5 мс
Время возврата, типовое	8 мс
Индикация рабочего напряжения	да
Защита от неправильного подключения.....	Диод защиты

Выходные параметры

Материал контакта	AgSnO
Максимальное напряжение переключения	250 В AC/DC
Минимальное напряжение переключения	5 В (при 100 мА)
Минимальный коммутационный ток	10 мА (при 12 В)
Макс. ток продолжительной нагрузки	6 А

Общие параметры

Испытательное напряжение, обмотка реле /релейный контакт....	4 кВ AC (50 Гц, 1 мин)
Температура окружающей среды (при эксплуатации)	-40 °С – 60 °С

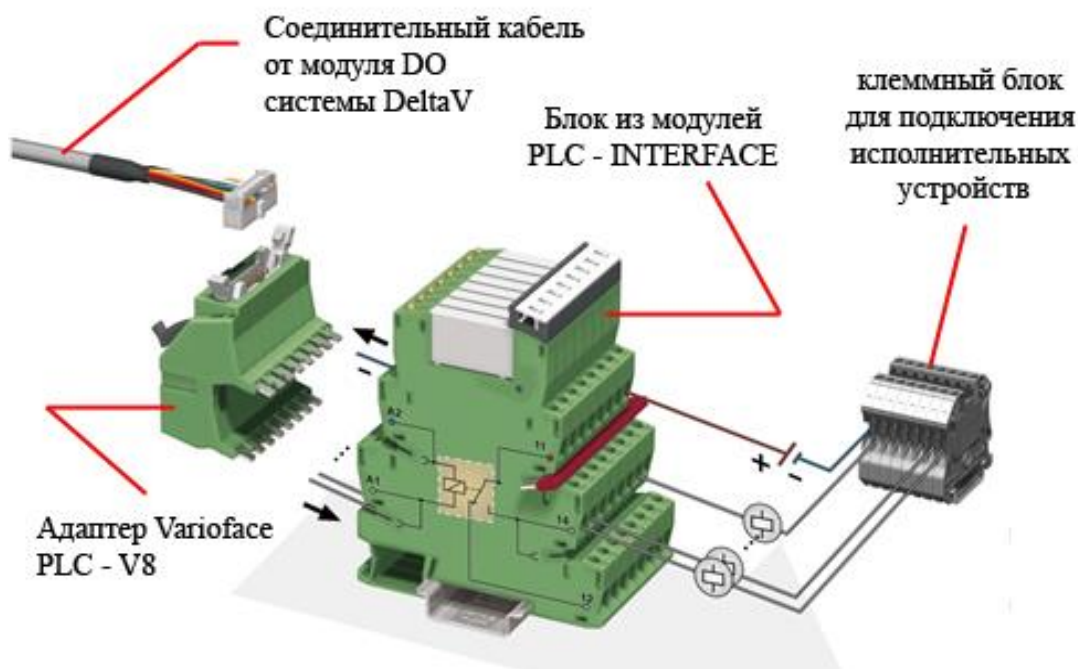


Рисунок 16. Схема соединения интерфейсных блоков

Для соединения тонких (6,2 мм) модулей PLC-INTERFACE с системной кабельной разводкой используют адаптер Varioface PLC-V8. Подключение датчиков и исполнительных устройств осуществляется через клеммные блоки (рис.16).

6.1.13. Интерфейсные модули

6.1.13.1. Модуль интерфейса Foundation Fieldbus H1

Fieldbus - это последовательный цифровой двунаправленный коммуникационный протокол для организации взаимосвязи различных устройств (например, приводов, сенсоров, дискретных устройств и контроллеров), составляющих полевое оборудование. Полевая шина является локальной вычислительной сетью (LAN) для контрольно-измерительных приборов, позволяющей передавать основные функции управления и в/в на уровень полевого оборудования.

Модуль интерфейса Foundation Fieldbus H1 состоит из плата FF с интерфейсом полевой шины и клеммным блоком. Основные технические характеристики модуля представлены в таблице №9.

Таблица № 9 – Характеристики модуля FF H1

Пункт	Характеристика
Число портов	Два
Тип порта	Foundation Fieldbus H1 – 31.25 Кбит/с
Изоляция	Каждый порт оптически изолирован от системы и друг от друга (испытывалось при пост. напряжении 1500 В).
Ток локальной шины на одну плату (при =12В)	Номинально 400 мА, максимум 600 мА
Питание цепи полевых приборов, на одну плату	Отсутствует
Питание сегмента полевой шины (для платы серии 2)	От 9 до 32 В, 12 мА на каждый порт

Модуль устанавливается в свободный разъём несущей панели системы.

Структурная схема модуля представлена на рисунке 17.

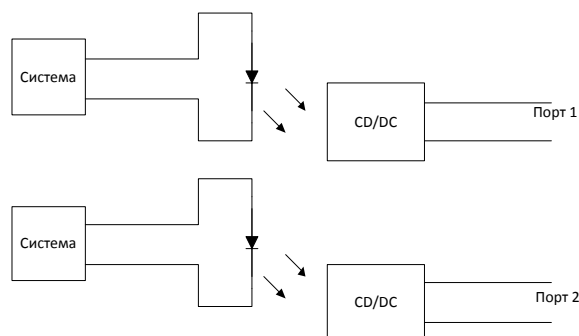


Рисунок 17. Структурная схема модуля FF

Как видно из схемы в модуле имеется гальваническая развязка между кодером-декодером и системой, аналогичная развязке, используемой в модулях дискретного ввода-вывода.

6.1.13.2. Модуль питания FieldConnex Power Hub

Концентратор питания FieldConnex представляет собой унифицированную систему питания для подключения к Foundation Fieldbus H1 или прозрачного соединения Profibus PA сегментов с Profibus DP сегментами. Передача большой мощности на основную линию сегмента позволяет подключение большого числа полевых устройств, кроме того служит искробезопасным барьером для интеллектуальных датчиков, находящихся во взрывоопасных зонах.

Блок имеет гальваническую развязку между полевым оборудованием и оборудованием шкафа управления. Блок обеспечивает эффективное снабжение электропитанием большого количества полевых устройств во взрывоопасных зонах, допуская большие длины кабелей. В каждом соединении кабельных отводов полевой барьер или модули защиты сегментов ограничивают максимальный ток, обеспечивая безопасную работу полевых устройств во взрывоопасных зонах. При этом устройства могут обслуживаться или заменяться во время нормальной работы системы без получения специального разрешения для проведения работ. Выходной повторитель мощности обеспечивает ток до 500мА. Модуль (рис.18) установлен на несущей панели FieldConnex Power Hub MB-FB-4.



Рисунок 18. Искробезопасные блоки питания полевой шины, установленные в шкафу управления

6.1.13.3. Модуль последовательного интерфейса RS-232/485

Плата последовательного интерфейса предоставляет интерфейс к различным устройствам, поддерживающим последовательный протокол обмена данными, например, программируемым логическим контроллерам, использующим протокол обмена данными Modbus RTU или ASCII.

Конфигурирование портов осуществляется с помощью Проводника DeltaV. Во время функционирования имеется возможность конфигурирования любого из двух портов, присутствующих на плате последовательного интерфейса, для поддержки сигналов RS232, полудуплексных RS422/485 или дуплексных RS422/485, и установить скорость обмена для каждого порта. Модуль состоит из платы RS-232/485 двухпортовой и клеммного блока. Основные технические характеристики модуля последовательного интерфейса представлены в таблице № 10.

Таблица № 10 – Характеристики модуля последовательного интерфейса

Пункт	Характеристика
Число последовательных портов	Два
Типы портов	RS232, полудуплексный RS422/485, дуплексный RS422/485 (конфигурируется программно с помощью Проводника DeltaV)
Изоляция	Каждый порт оптически изолирован от системы и друг от друга (испытано при пост. напряжении 1500 В). Во избежание возникновения паразитных контуров через землю, порты должны заземляться через внешнее устройство.
Скорость передачи данных, бод	Конфигурируется с помощью Проводника DeltaV
Максимальные длины кабелей	RS232: 15 м RS422/485: 610 м
Ток локальной шины на одну плату (при =12В)	200 мА номинально, 300 мА максимум
Питание цепи полевых приборов, на одну плату	Отсутствует

Модуль выполнен в стандартном исполнении и устанавливается в разъем несущей панели.

6.1.14. Сетевое оборудование

Для связи между шкафами управления и АРМ оператора используется дублированный неуправляемый промышленный коммутатор Ethernet (рис.19)



Рисунок 19. Неуправляемые промышленные коммутаторы FL SWITCH SFN 8TX

Основные технические характеристики представлены ниже.

Порты Fast Ethernet 10/100 Мб/сек	8 x RJ-45
Напряжение питания	=18...30 В
Рабочая температура	0...+60 °С

6.1.15 Источник бесперебойного питания APC Symmetra LX 12kVA

Источник бесперебойного питания APC Symmetra LX 12kVA (рисунок 20) предназначен для питания технических средств АСУ ТП с целью увеличения надежности их функционирования.



Рисунок 20. Внешний вид источника бесперебойного питания APC Symmetra LX 12kVA

Основные технические характеристики источника бесперебойного питания APC Symmetra LX 12kVA приведены в таблице № 11 [13].

Таблица №11 – Технические характеристики источника бесперебойного питания

Технические характеристики	Значение
Максимальная выходная мощность Вт/ВА	8400/12000
Номинальное выходное напряжение	230 В переменного тока
Выходная частота	47...63 Гц
Номинальное входное напряжение	230 В переменного тока частотой 45..65 Гц
Время перезарядки	7,5 часов
Продолжительность работы в автономном режиме	77,4 мин при 4200 Вт 35,4 мин при 8400 Вт

6.2. Выбор средств измерения

6.2.1. Выбор датчиков давления

Измерительные устройства, как и любое другое оборудование автоматизированной системы управления, могут иметь различные конструктивные особенности, эксплуатационные характеристики даже в пределах одного типа измеряемой величины. В связи с этим, так же как и в случае с выбором контроллера, необходимо заполнить опросный лист для оптимального подбора измерительных средств. Содержание опросного листа отображено в таблице № 12.

Таблица № 12 – Опросный лист выбора датчика давления

Назначение	Измерение давления газомасляной смеси на выходе компрессора
Измеряемый параметр	<input type="checkbox"/> Избыточное давление <input checked="" type="checkbox"/> Абсолютное <input type="checkbox"/> Перепад давления <input type="checkbox"/> Разрежение

	<input type="checkbox"/> Гидростатическое давление (<input type="checkbox"/> DP / <input type="checkbox"/> GP)
Измеряемая среда	Газ+масло
Диапазон измерения (шкала прибора)	0-1378 КПа
Требуемая точность измерения	±0.25%
Статическое давление (для датчиков перепада)	
Способ монтажа датчика	<input type="checkbox"/> На отборе <input type="checkbox"/> На кронштейне <input checked="" type="checkbox"/> На фланце с мембраной <input type="checkbox"/> На фланце без мембраны
Способ монтажа выносной мембраны	Фланцевый
Длина капилляров выносной мембраны	
Вид защиты	<input type="checkbox"/> Искробезопасная цепь (Ex i) <input checked="" type="checkbox"/> Взрывозащищенная оболочка (Ex d) <input type="checkbox"/> Невзрывозащищенное исполнение
Принадлежности	<input checked="" type="checkbox"/> Местный индикатор <input type="checkbox"/> Вентильный блок (n=) <input type="checkbox"/> Ответные фланцы <input type="checkbox"/> Кабельные вводы <input type="checkbox"/> Переносной пульт конфигурирования

Исходя из сформированных требований, можно сделать оптимальный выбор устройства для измерения давления газомасляной смеси на выходе компрессора. Для этих целей выбираем датчик Rosemount 2088.



Рисунок 21. Датчик давления Rosemount 2088

Представленный преобразователь давления полностью соответствует требованиям опросного листа и имеет следующий принцип действия. Среда оказывает давление на мембрану. В качестве чувствительного элемента выступает тензорезистор, который меняет свое сопротивление в зависимости от давления. Величина сопротивления тензорезистора преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4-20мА и передается в модуль аналогового ввода системы управления.

6.2.2. Датчик перепада давления Rosemount 3051S

Интеллектуальный высокоточный врезной датчик перепада давления серии 3051S (рисунок 21), предназначен для непрерывного преобразования измеряемой величины – давления (абсолютного или избыточного) жидких и газообразных (в том числе газообразного кислорода и кислородсодержащих газовых смесей) сред (в том числе агрессивных) в унифицированный токовый выходной сигнал 4...20 мА и цифровой сигнал на базе HART-протокола.



Рисунок 22. Внешний вид датчика перепада избыточного/абсолютного давления Rosemount 3051S

Основные технические характеристики датчика перепада избыточного/абсолютного давления Rosemount 3051S приведены в таблице № 13 [15].

Таблица № 13 – Технические характеристики датчика избыточного/абсолютного давления

Технические характеристики	Значение
Измеряемая среда	газ, жидкость, в т.ч. нефтепродукты, пар
Диапазоны давления	от 0...4 кПа до 0...60 МПа
Минимальное время отклика	100 мс
Основная приведенная погрешность, %	±0,025 (опция) ±0,055
Долговременная стабильность	5 лет (для Classic)
Температура измеряемой среды	-40...+125 °C
Температура окружающей среды	-40...+85 °C
Выходной сигнал	4...20 мА/ HART/Foundation Fieldbus/WirelessHART
Питание	10...30 В источника постоянного тока
Вид взрывозащиты	1ExdIICT5 («взрывонепроницаемая оболочка» с уровнем взрывозащиты «взрывобезопасный»)
Сенсор	кремниевый пьезорезистивный
Степень защиты по ГОСТ 14254-80	IP 67
Межповерочный интервал	4 года

6.2.3. Выбор датчиков температуры

Для измерения и контроля температурой различных объектов компрессора будем использовать термопреобразователи с унифицированным токовым выходом Rosemount 248 (Рис.23).



Рисунок 23. Датчик Rosemount 248

Представленный датчик предназначен для измерения температуры жидких и газообразных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким. Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика микропроцессорный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУ ТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей. Rosemount 248 может применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом. Основные технические характеристики датчика температуры приведены в таблице № 14.

Таблица № 14 – Технические характеристики датчика Rosemount 248

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	Жидкости (в т.ч. нефтепродукты), пар, газ, в т.ч. газообразный кислород и кислородосодержащие газовые смеси;

Техническая характеристика	Значение
	пищевые продукты
Диапазон преобразуемых температур	-50...500 °C
Пределы приведенной основной погрешности измерений	±0,5%
Зависимость выходного сигнала от температуры	Линейная
Выходной сигнал	4...20 мА
Наличие взрывозащищенного (Ex, Вн) исполнения	есть
Степень защиты от воздействия пыли и воды	IP65
Чувствительный элемент первичного преобразователя	Платиновый термометр сопротивления (100П, Pt100)
Длина монтажной части (чувствительного элемента), мм	От 60 до 3150
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	18...42 В
Гарантийный срок эксплуатации	18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию
Межповерочный интервал	1 год
Средний срок службы	Не менее 5 лет

В основе измерения температуры данного датчика лежит изменение сопротивления чувствительного элемента и дальнейшее преобразование в соответствии с калибровкой величины сопротивления в постоянный ток в интервале 4-20мА.

6.2.4. Выбор датчика уровня

Для предсказания аварийных ситуаций оператором и дополнительного информирования эксплуатирующего персонала, возникает необходимость добавить в систему датчик уровня масла в сепараторе и завести этот сигнал в АСУ ТП, взамен показывающего устройства, используемого в настоящее время. В качестве преобразователя уровня

выберем радарный волноводный уровнемер с жестким волноводом. Устройством, отвечающим нашим требованиям, является Rosemount 5300.

Радарные уровнемеры фирмы Rosemount серии 5300 предназначены для измерения уровня большинства жидкостей, жидко-вязких и сыпучих продуктов, а также границы раздела между продуктами.

Технология направленного микроволнового излучения обеспечивает высокую надежность и точность результатов измерения, практически не подверженных влиянию температуры, давления, паро-газовых смесей, плотности, турбулентности, барботирования/кипения, низкого уровня, различных значений диэлектрической постоянной, pH и вязкости продуктов.



Рисунок 24. Уровнемер Rosemount 5300 с различными измерительными зондами.

Технология направленного микроволнового излучения в комбинации с цифровой обработкой сигнала делает уровнемеры серии 5300 пригодными для широкого ряда применений.

Маломощные наносекундные импульсы излучаются по зонду, погруженному в рабочую среду. Когда импульс достигает поверхности измеряемой среды, часть его энергии отражается обратно и улавливается уровнемером, который пересчитывает разницу времени между излучением и

приёмом импульса в расстояние, и далее рассчитывает расстояние до поверхности жидкости или до поверхности раздела.

Поэтому отражающие свойства продукта являются ключевым параметром, определяющим работоспособность уровнемера. Жидкости с высокой диэлектрической проницаемостью отражают сигнал лучше, позволяя работать в более широком рабочем диапазоне.

6.2.5. Сигнализатор уровня Rosemount 2120

В качестве датчика-сигнализатора уровня используется сигнализатор Rosemount серии 2120 (рисунок 25). Сигнализатор уровня Rosemount 2120 предназначен для контроля уровня большинства видов жидкостей, в т.ч. суспензий, эмульсий и других растворов на водной основе. Они имеют широкий выбор технологических присоединений, материалов корпуса и смачиваемых частей для обеспечения универсальности и превосходной надежности, а также сменных модулей электроники различных исполнений.



Рисунок 25. Конструкция сигнализатора уровня Rosemount 2120

Основные технические характеристики сигнализатора уровня Rosemount 2120 приведены в таблице №15 .

Таблица № 15 – Технические характеристики сигнализатора уровня

Технические характеристики	Значение
Измеряемые среды	практически все жидкости с плотностью не ниже 600 кг/м^3 и вязкостью от 0,2 до 10000 сП
Температура процесса	-40...150 °C
Температура окружающей среды	-40...80 °C

Давление процесса	от -0,1 до 10 МПа
Выходные сигналы	дискретные
Режим работы	«сухой» или «мокрый» контакт
Длина вибрационной вилки	Короткая вилка для установки с минимальной погружаемой частью минимум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов).
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Гистерезис (вода)	± 1 мм ($\pm 0,039$ дюйма)
Напряжение питания	от 20 до 264 В переменного тока 50/60 Гц или от 20 до 60 В постоянного тока
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от пыли и воды	IP66, IP67 по ГОСТ 14254

6.2.6. Массовый расходомер Emerson Rosemount Micro Motion

Для измерения расхода газового конденсата используется кориолисовый расходомер Micro Motion серии F050P представленный на рисунке 26.



Рисунок 26. Внешний вид расходомера Micro Motion серии F050P

Основные технические характеристики расходомера Micro Motion F050P представлены в таблице № 16 .

Таблица № 16 – Технические характеристики расходомера

Технические характеристики	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Температура измеряемой среды	от -100 до 204°C
Точность измерения температуры	$\pm 1^\circ\text{C}$
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	$\pm 0,2\%$
Избыточное давление в трубопроводе,	34,5 МПа

не более	
Выходной сигнал	4...20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART, RS-485 Modbus
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11...55 В без внешней нагрузки (при передаче сигнала по 4...20 мА) или с $R_n > 250$ Ом (при передаче сигнала по HART-протоколу)
Межповерочный интервал	4 года
Диаметр трубопровода при фланцевых соединениях	15;25 мм

6.2.7 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

В качестве канала измерения выберем канал измерения температуры. Требование к погрешности канала измерения не более 0,2 %. Разрядность АЦП составляет 16 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения датчика избыточного давления производится по формуле:

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где $\delta = 0,2$ % – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, сопротивлением нагрузки.

Погрешность, вносимая 16-разрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{16}} = 0,0015 \text{ \%}.$$

Погрешность передачи по каналу измерения устанавливается согласно рекомендациям :

$$\delta_2 = 0,13 \text{ \%}.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температурой измеряемой среды;
- сопротивлением нагрузки.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации [21]:

$$\delta_4 = \frac{0,2 \cdot 27}{100} = 0,054 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная вибрацией, устанавливается согласно рекомендации [21]:

$$\delta_5 = \frac{0,2 \cdot 27}{100} = 0,054 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная сопротивлением нагрузки, устанавливается согласно рекомендации :

$$\delta_6 = \frac{0,2 \cdot 6}{100} = 0,012 \text{ \%}.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность датчика температуры должна не превышать:

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,04 - (0,0169 + 0,00000225 + 0,002916 + 0,002916 + 0,000144)} = \sqrt{0,01712175} = 0,131 \text{ \%}.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного датчика температуры не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

6.3 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) на установку осушки попутного газа поступает с давлением 7,0÷8,0 МПа и температурой 25÷30 °С, делится на два равных потока и направляется в две колонны гликолевой осушки – абсорбер С-2801-1 и абсорбер С-2801-2.

В процессе подготовки газа необходимо регулировать давление и температуру на входе в Абсорбер. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления используется запорно-регулирующий клапан с электроприводом.

В качестве способа регулирования давления используется метод дросселирования (рисунок 27) [6].

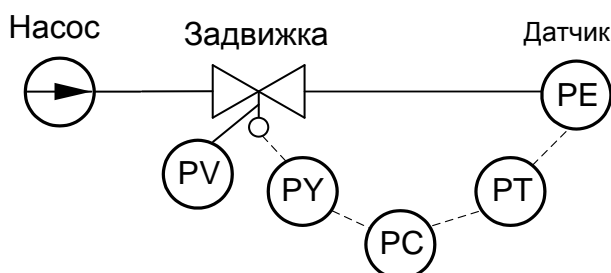


Рисунок 27. Управление давлением посредством дросселирования:
РЕ-РТ-РС-РУ – контур регулирования давления (Р)

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующие-отсечной типа КМРО [22].

Пропускную способность клапана K_v (м³/час) рассчитывают по формуле :

$$K_v = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;
 ρ – плотность среды (кг/м³);
 $\rho_0 = 1000$ кг/м³ – плотность воды (в соответствии с определением значения K_v).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см²;

Δp – изменение давления в трубопроводе 30 кгс/см²;

ρ – плотность сырого газа 1,7 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 8000 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 60,22 м³/ч.

Условный диаметр трубопровода, перед входом в абсорбер, равен 125 мм.

Стандарт присоединения клапана к процессу – европейский стандарт DIN.

В соответствии с таблицей №17, приведенной , подтверждено, что расчетная пропускная способность клапана соответствует условной пропускной способности клапана КМРО [22].

Dy	Пропускная способность (Kvy) для клапанов КМР ЛГ, КМО ЛГ, КМРО ЛГ																																			
	0,006	0,016	0,040	0,1	0,16	0,25	0,4	0,6	1,0	1,6	2,5	4,0	6,3	8,0	10,0	12,0	14,0	16,0	20,0	25,0	32,0	40,0	50,0	63,0	80,0	100,0	125,0	160,0	200,0	250,0	320,0	400,0	500,0	630,0		
10																																				
15																																				
20																																				
25																																				
32																																				
40																																				
50																																				
65																																				
80																																				
100																																				
125																																				
150																																				
200																																				

Таблица №17 зависимости пропускной способности клапана от условного диаметра

В качестве регулировочной характеристики используется равнопроцентная пропускная характеристика клапана.

Клеточно-плунжерный регулирующей-отсечной клапан типа КМРО показан на рисунке 28.



Рисунок 28. Клеточно-плунжерный регулирующе-отсечной клапан типа КМРО

Основные технические характеристики клапана приведены в таблице № 18.

Таблица №18 – Технические характеристики клапана

Технические характеристики	Значение
Условное давление P_u , МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Условный проход, мм	10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200
Пропускная характеристика	равнопроцентная, линейная; расширенный диапазон регулирования
Диапазон температур регулируемой среды	-40/-60... + 225°C, -40/-60... + 450°C, -40/... +500/550/600/650°C, -90/-200... + 225°C
Диапазон температур окружающей среды	-40/-50/-60... + 70°C,
Исходные положения плунжера клапана	НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое
Присоединительные размеры	фланцев по ГОСТ 12815-80 (ответные фланцы с шипом исполнение №4 или другое по заказу) или по ANSI , под приварку
Материал корпуса	сталь 20, углеродистые низкотемпературные стали, 12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;
Материал дроссельной пары	12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;
Класс герметичности для регулирующих клапанов по ГОСТ 23866-87(по DIN)	По ГОСТ выше IV (по DIN – V)
Класс герметичности по ГОСТ 9544-93	В-С (А – по специальному заказу)

В качестве электропривода КМРО выбран многооборотный привод AUMA NORM SAR (рисунок 29).



Рисунок 29. Внешний вид многооборотного привода AUMA NORM
SAR

Технические характеристики многооборотного привода AUMA NORM SAR приведены в таблице № 19 .

Таблица № 19 – Технические характеристики многооборотного привода

Технические характеристики	Значение
Режим работы	повторно-кратковременный
Крутящий момент (Нм)	15 - 1000
Скорость вращения (об/мин.)	4 - 45
Электродвигатель	3-х фазный, тип IM B9
Питание ~ (В)	380 - 400 В, 50 Гц
Класс защиты	IP 67

7 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Е. Первичные и внешитовые приборы включают в себя:

- датчик перепада давления Rosemount 3051, расположенный на Сепарационной и массообменной части абсорбера С-2801-2
- датчик расхода Micro Motion, расположенный на технологической нитке подача тега в абсорбера С-2801-2
- датчик температуры Rosemount 248, расположенный в сепарационной части абсорбера С-2801-2;
- датчик температуры Rosemount 248, расположенный в массообменной части абсорбера С-2801-2;
- датчик избыточного давления Rosemount 2088, расположенный в сепарационной части абсорбера С-2801-2;
- датчик избыточного давления Rosemount 2088, в массообменной части абсорбера С-2801-2;
- клапан с электроприводом типа КМРО, расположенный перед входом тега в абсорбера С-2801-2;

Датчик избыточного давления работает следующим образом. Давление, воздействующее на стальную мембрану, передается на первичный преобразователь через силиконовое масло. Затем электрический сигнал из первичного преобразователя подается в электронный преобразователь, осуществляющий преобразование сигнала в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4...20 мА .

Датчик перепада давления работает следующим образом. Датчик имеет сенсор на базе емкостной ячейки. Под воздействием давления мембрана, расположенная между пластинами конденсатора, прогибается и в результате изменяется электрическая емкость ячеек, образованных сенсорной мембраной и пластинами конденсатора. Генерируемый электрический сигнал

передается на электронный преобразователь, осуществляющий преобразование сигнала в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4...20 мА .

Датчик температуры работает следующим образом. Медный чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика микропроцессорный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4...20 мА .

Клапан с электроприводом работает следующим образом. С двух датчиков давления подается на модуль ввода ПЛК унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА, контроллер обрабатывает этот сигнал и с модуля вывода ПЛК формируется унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА. Унифицированный сигнал поступает на клапан с микропроцессорным преобразователем и формируется процент открытия клапана.

Для передачи сигналов от аналоговых датчиков на щит КИПиА используются по три провода постоянного тока, а для клапана с электроприводом – два провода переменного тока. В качестве кабеля используется кабель типа КВВГ и силовой кабель АВБШв нг. КВВГ – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм. АВБШв нг - силовой кабель, токопроводящая жила которого выполнена из алюминия. Изоляция кабеля выполнена из (ПВХ) пластика. Тип защитного покрова ББШв, то есть броня из двух стальных лент накладывается с перекрытием по спирали таким образом, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между

витками нижней ленты. Защитный шланг кабеля выпрессованный из (ПВХ) пластика пониженной горючести.

8 Разработка алгоритмов управления

В автоматизированной системе управления на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы);
- алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.);
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров);
- алгоритмы централизованного управления АСУ ТП и др.

В выпускной квалификационной работе разработаны следующие алгоритмы АСУ ТП:

- алгоритм защиты при достижении минимального значения уровня в верхней части абсорбера С-2801-2;
- алгоритм защиты при достижении минимального значения уровня в нижней части абсорбера С-2801-2;
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

Разрабатываемые алгоритмы ПЛК описывают работу универсальных логически завершенных программных блоков (процессов), разработанных для создания прикладного программного обеспечения.

При представлении алгоритмов используются схемы, составленные по правилам ГОСТ 19.002-80 .

8.1 Алгоритм защиты при достижении минимального значения уровня в верхней части абсорбера С-2801-2.

Автоматическое закрытие клапана BOVM28002(Кл31) при уровне в верхней части абсорбера менее 300 мм. Уровень измеряется датчиком поз.49201LS2811112в рисунок 29.



Рисунок 30. Алгоритм защиты при достижении минимального значения уровня в верхней части абсорбера С-2801-2.

8.2 Алгоритм защиты при достижении минимального значения уровня в нижней части абсорбера С-2801-2.

Автоматическое закрытие клапана BOVM28009(Кл31) при уровне в нижней части абсорбера менее 250 мм. Уровень измеряется датчиком поз.49201LS2811122в рисунок 31.



Рисунок 31. Алгоритм защиты при достижении минимального значения уровня в нижней части абсорбера С-2801-2

8.3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе подготовки газа на линии перед входом в абсорбера необходимо поддерживать, давления и температуру. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем клапан на линии перед входом в абсорбер. В качестве алгоритма регулирования используется алгоритм ПИД-регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Структурная схема автоматического регулирования перепада давления и температуры приведена на рисунке 31.

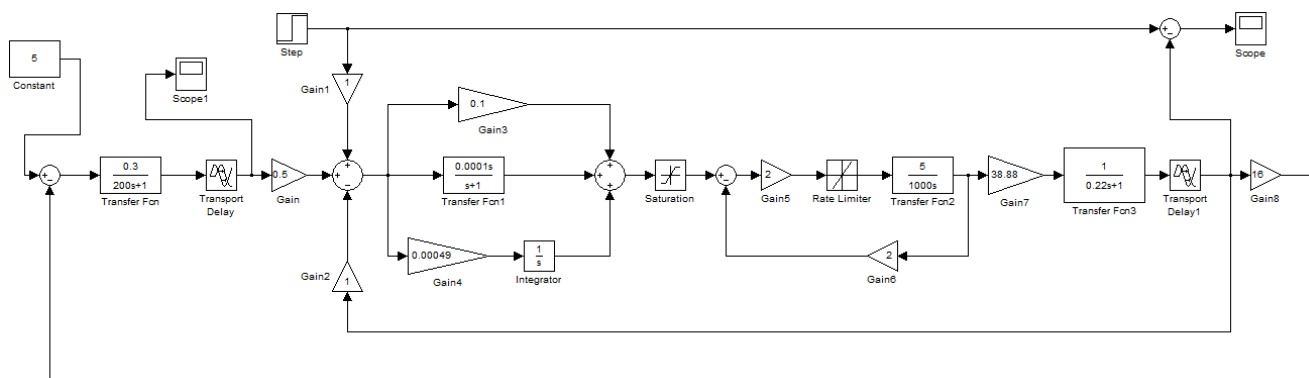


Рисунок 32. Структурная схема автоматического регулирования перепада давления

Данная схема состоит из следующих основных элементов: входное давление, ПИД-регулятор, регулирующий орган, объект управления, возмущение.

Определим передаточные функции основных элементов структурной схемы регулирования. Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина этого участка определяется правилами установки датчика и регулирующих органов и составляет 1,5 метра. Динамика объекта управления $W(p)$, выраженная как отношение «расход вещества через клапан» (объемный расход жидкости после клапана) к «расходу вещества через расходомер» (измеряемый объемный расход жидкости) приближенно описывается апериодическим

звеном первого порядка с чистым запаздыванием. Воспользовавшись типовой передаточной функцией трубопровода для схемы управления насосом дросселированием потока на линии нагнетания передаточная функция участка регулируемого объемного расхода жидкости трубопровода будет:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(d)} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, f = \frac{\pi d^2}{4},$$

где $Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости;

– плотность жидкости;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ – запаздывание;

T – постоянная времени.

Характеристики объекта управления приведены в таблице № 20.

Таблица № 20 – Характеристики объекта управления

Наименование	Единица измерения	Количество
Плотность газа	кг/м ³	4
Объемный расход газа	м ³ /ч	7000
Длина участка трубопровода	м	1
Диаметр трубы	мм	125
Перепад давления на трубопроводе	кгс/см ³	25
Рабочее давление в трубопроводе	МПа	8

Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,125^2}{4} = 0,012266 \text{ м}^2,$$

$$c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}} = \frac{7000}{0,012266} \cdot \sqrt{\frac{4}{2 \cdot 0,098 \cdot 30 \cdot 10^4}} = 1,31 \text{ с},$$

$$c = \frac{2 \cdot L f c^2}{Q} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 0,012266 \cdot 1,31^2}{\frac{7000}{3600}} = 0,22 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{L f}{Q} = \frac{1 \cdot 0,012266}{\frac{7000}{3600}} = 0,0063 \text{ с},$$

$$W(p) = \frac{1}{T p + 1} \cdot e^{-\tau_0 p} = \frac{1}{0,22 p + 1} \cdot e^{-0,0063 p}.$$

В процессе управления необходимо поддерживать перепад давления перед входом в абсорбер, давление перед клапаном составляет 8МПа. В качестве передаточной функции задания выступает константа равная 8.

Регулирующий орган, в нашем случае это запорно-регулирующий клапан с электроприводом постоянной частотой вращения выходного вала осуществляет перемещение регулирующего органа с постоянной скоростью. Клапан с постоянной скоростью может находиться только в трех состояниях: перемещение регулирующего органа с постоянной скоростью S, неподвижность, перемещение регулирующего органа в обратную сторону с постоянной скоростью.

Статическая характеристика исполнительного механизма постоянной скорости является нелинейной. Такой исполнительный механизм может иметь достаточно близкие линейные характеристики.

Подадим на вход исполнительного механизма с постоянной частотой вращения импульсы напряжения Z_n с периодом следования $T_{\text{пер}}$ и скважностью $\gamma = \Delta t_{\text{имп}} / T_{\text{пер}}$, где $T_{\text{пер}} = \Delta t_{\text{имп}} + \Delta t_{\text{пауз}}$ – период следования импульсов; $\Delta t_{\text{имп}}$ – длительность импульсов; $\Delta t_{\text{пауз}}$ – длительность пауз.

Средняя скорость перемещения регулирующего органа будет равна: $d\mu/dt = \gamma S$; преобразовав формулу по Лапласу, получим: $W_{\text{ИМ}} = S/p$. Коэффициент S в передаточной функции электропривода равен 0,005. Тогда передаточная функция электропривода будет иметь вид:

$$W_{\text{ИМ}} = \frac{S}{p} = \frac{0,005}{p} = \frac{5}{1000p}.$$

Если исполнительный механизм с пусковым устройством охватить обратной связью в виде усилительного звена с передаточной функцией $W_{o.c.}(p) = k_{o.c.}$, то при релейно-импульсном регуляторе с ИМ постоянной скорости можно реализовать закон П – регулирования. Импульсный регулятор с ИМ постоянной скорости, приближенной реализует П – закон регулирования с коэффициентом передачи $k_p = 1/k_{o.c.}$ [43]. Коэффициентом передачи k_p составляет 2.

Передаточная функция ПИД-регулятора имеет вид:

$$W_{\text{ПИД}}(s) = K + K_i/s + K_d s,$$

где $K = 0,1$, $K_i = 0,00049$ и $K_d = 0,0001$ коэффициенты, которые были получены методом Циглера-Никольсона и подверглись небольшой корректировки [42].

Блок преобразователя мощности представляет собой устройство, преобразующее сигнал с ПИД-регулятора в сигнал с параметрами заданными

исполнительным устройством. Передаточная функция блока преобразователя мощности представляется в виде коэффициента $k_{\Pi M}$, примерно равного 2.

Блок преобразователя давление в количество тепла представляет собой устройство, преобразующее давление в трубопроводе в количество тепла в трубопроводе. Передаточная функция блока преобразователя представляется в виде коэффициента $k_{\Pi D}$, примерно равного 16.

Рассмотрим процесс передачи тепла от газа к стенке трубопровода. Количество теплоты, переданное от газа к стенке цилиндра, описывается по формуле:

$$Q = S_1 \alpha_1 (t_{\Gamma} - t_{c1}),$$

где S_1 - площадь контакта внутренней поверхности гильзы с газами, $\alpha_1 = \sum \alpha = \alpha_k + \alpha_l$, где α_k, α_l - конвективный и лучистый коэффициент теплопередачи соответственно, $\sum \alpha$ - эффективный коэффициент суммарной теплопередачи.

Физические явления распространения тепла, как известно, подчиняются основному дифференциальному уравнению теплопроводности Фурье:

$$\frac{dt(x, \tau)}{d\tau} = a \frac{d^2 t(x, \tau)}{dx^2},$$

где a - коэффициент температуропроводности материала (m^2/c).

Задача с переменными граничными условиями, когда температура поверхности тела изменяется согласно заданному закону как функция времени, наиболее просто решается методом интегрального преобразования Лапласа.

В результате преобразований было получено решение:

$$dt(x, \tau) = t_f^{\max} e^{-x \sqrt{\frac{\omega}{2a}}} \cos \left(\omega \tau - x \left(\frac{\omega}{2a} \right)^{1/2} \right).$$

Для любого заданного времени ($\tau = const$) распределение температуры по глубине тела происходит по закону косинуса с затухающей амплитудой

$t_f^{\max} e^{-x\sqrt{\frac{\omega}{2a}}}$, или отношение амплитуд соответствующих температур до и после тепловоспринимающей стенки будет тогда равно:

$$\bar{A} = e^{-x\sqrt{\frac{\omega}{2a}}}.$$

Сформулируем задачу теплопроводности применительно к цилиндрической стенке трубы. Рассмотрим полый цилиндр с внутренним и внешним радиусами.

Процесс теплопередачи описывается следующими уравнениями:

$$\frac{dt}{d\tau} = a \left(\frac{d^2 t}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dt}{dr} \right).$$

Используя преобразование Лапласа, получим передаточную функцию вида:

$$W(p) = \frac{1}{Tp + 1}.$$

Коэффициент T в передаточной функции теплопередачи равен 200 [40].

Процесс регулирования давления и температуры осуществляется следующим образом. На объект управления в процессе его функционирования оказывают воздействия различные факторы, поэтому на объект управления действует возмущающее воздействие в виде отдачи тепла в атмосферу, которое должно суммироваться с выходным значением. Итоговый перепад давления на выходе объекта управления измеряется датчиком давления. Далее измеренное значение давления преобразуется в токовый сигнал 4...20 мА и поступает на вход АЦП. Выходной сигнал с АЦП масштабируется и поступает в программу ПЛК. Полученное таким образом значение перепада давления сравнивается с уставкой. В итоге вычисляется ошибка регулирования. Результат вычисления ошибки поступает на ПИД-регулятор, который в зависимости от значения ошибки формирует управляющее воздействие на объект управления. Управляющее воздействие ПИД-регулятора подается через блок преобразователя мощности

на регулирующий орган, а регулирующий орган в свою очередь, в зависимости от управляющего воздействия, оказывает воздействие на объект управления с целью уменьшения ошибки.

График переходного процесса САР по перепаду давления представлен на рисунке 33.

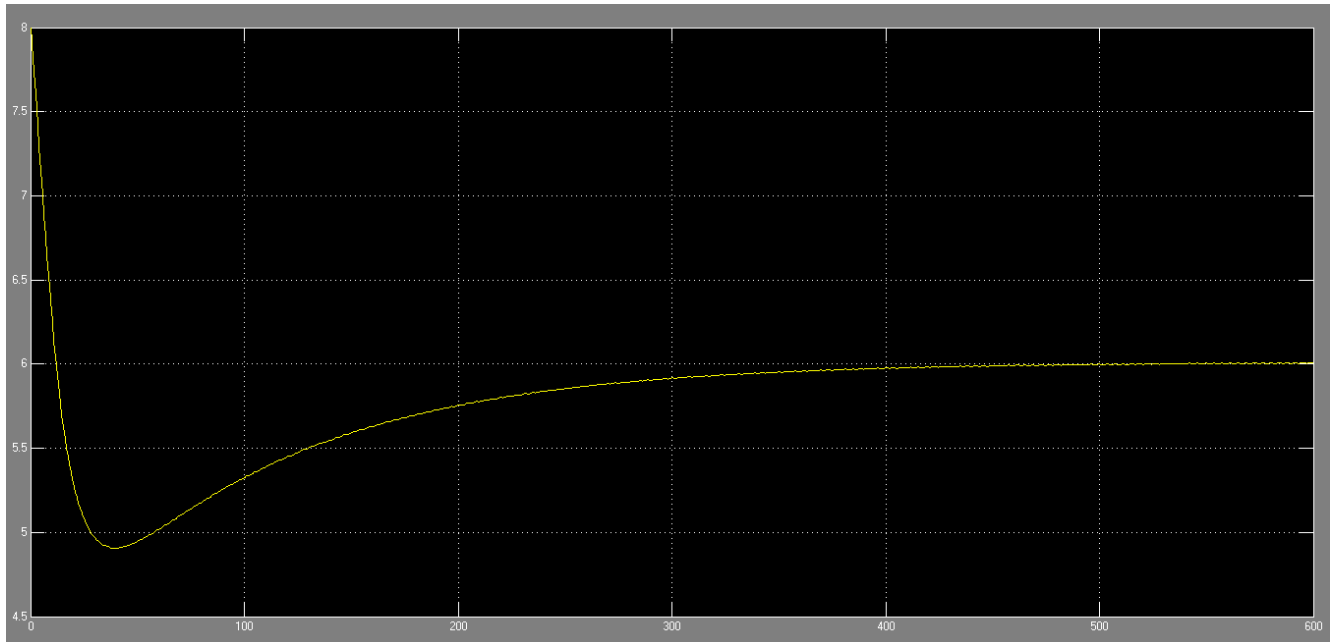


Рисунок 33. График переходного процесса САР по перепаду давления

Из рисунка 33 видно, что время переходного процесса составляет 400с. Система имеет небольшое перерегулирование равное 20%, что положительно влияет на износ исполнительных механизмов.

График переходного процесса САР по температуре представлен на рисунке 34.

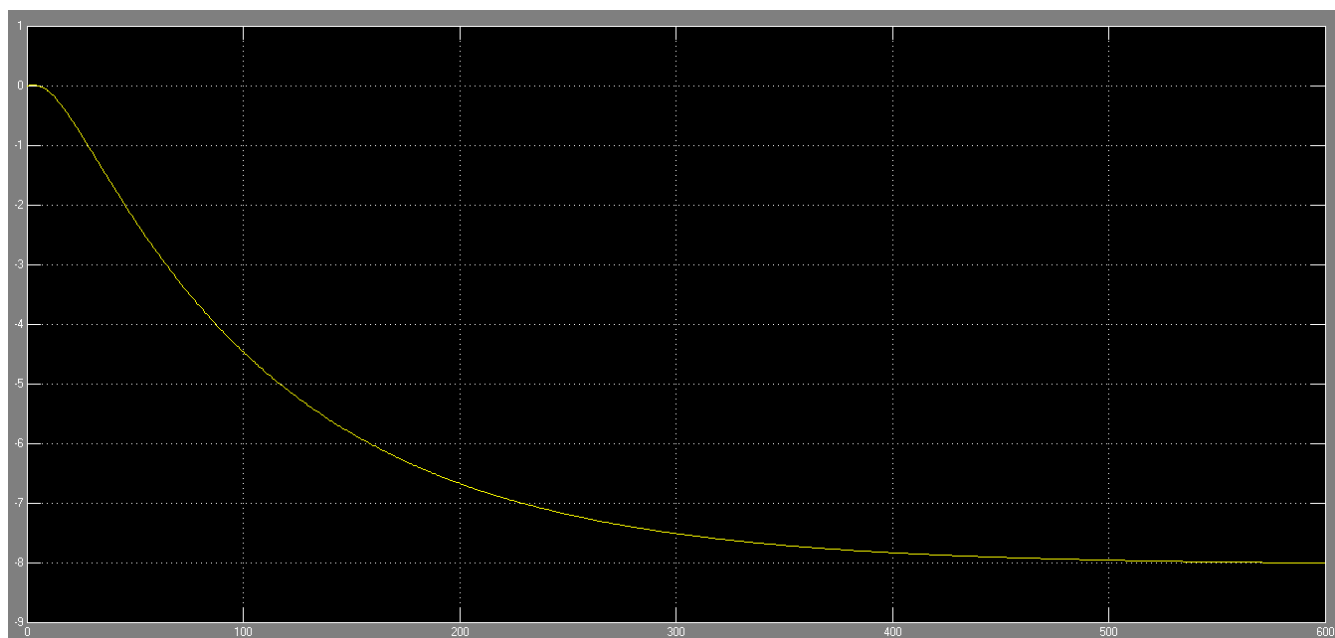


Рисунок 34. График переходного процесса САР по температуре

Из рисунка 34 видно, что температура понизилась за счет давления с 8 МПа до 6 МПа. Соответственно перед входом в абсорбер нужно понижать температуру для более лучшей репарации.

9 Экранные формы системы DeltaV

В АСУ ТП, построенной на программно-техническом комплексе DeltaV автоматизированное управление осуществляется оператором посредством экранных форм. Экранные формы разрабатываются в приложении DeltaV Operate. Выбранная среда разработки содержит все необходимое для полноценной визуализации и реализации задач управления.

9.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено на рисунке 35 и представляет собой схему, наглядно отображающую возможные переходы между экранными формами.

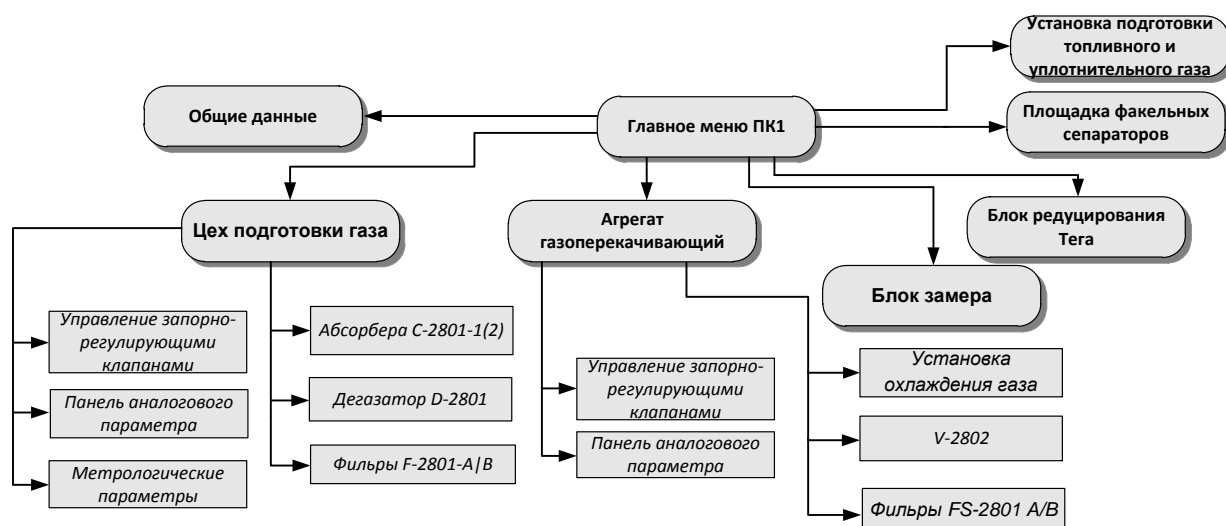


Рисунок 35. Дерево экранных форм

Пользователь имеет возможность осуществлять навигацию между экранными формами с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если же они оказываются верными, появляется главное меню технологического объекта с возможностью выбора одной из следующих экранных форм: общая технологическая схема, компрессор низкого давления, компрессор среднего давления. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет

прямой доступ к общим данным и карте нормативных параметров системы компрессии газа добывающей платформы. Открытие мнемосхем объектов АСУ ТП системы компрессии газа среднего давления происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов, в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов установки содержат дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояния объектов и управление соответствующими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта.

9.2 Среда оператора

Запуск среды оператора производится нажатием на кнопку «Среда Оператора DeltaV» в приложении «FlexLock». Среда оператора – специализированный рабочий стол операционной системы «Windows» и служит для запуска приложений системы DeltaV. Также в среде оператора отображаются мнемосхемы, записи журнала истории. Помимо этого среда оператора реализует управление системой. Во время работы среды оператора, основной рабочий стол «Windows» становится недоступным, скрывается панель задач и кнопка главного меню ОС.

Приложение Среда Оператора DeltaV функционирует в двух режимах:

- Режим Конфигурирования – запускается инженерами АСУ ТП для редактирования существующих и для создания новых мнемосхем.
- Режим Выполнения – запускается операторами технологического оборудования для наблюдения и осуществления управления технологическим процессом посредством мнемосхем.

9.3 Главное меню

При помощи главного меню АРМ оператора осуществляется вызов видеокадров и дополнительных меню (всплывающих окон), производится основной оперативный контроль работы основных технологических объектов и вспомогательных систем.

- кнопка «Общие данные» – вызов мнемосхемы «Общие данные»;
- кнопка «Тренды» – вызов меню «Список трендов»;
- кнопка «Журнал тревог» – вызов журнала тревог;
- кнопка «Отчеты» – вызов меню «Отчеты».

9.4 Экранные формы

Мнемосхемы содержат информацию о текущих измерениях технологических параметров, достижении ими предельных значений, сигнализацию недостоверности и выхода за пределы измерений. В состав видеокадров мнемосхем входят [13]:

- мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;
- всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;
- табличные формы, применяемые для визуализации различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем.

В рамках данной выпускной квалификационной работы были разработана мнемосхема рисунок 36 абсорбер С-2801-2.

Рисунок 36. Абсорбер С-2801-2

9.5 Мнемознак аналогового параметра

На рисунке 37 представлен мнемознак аналогового параметра.

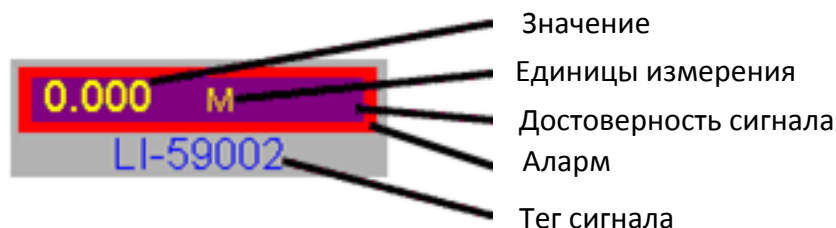


Рисунок 37. Мнемознак аналогового параметра

Фон поля значения изображает достоверность сигнала и может принимать следующие цвета: черный — нормальное состояние, фиолетовый — недостоверное состояние. Тег сигнала может отображаться следующими цветами:

- синий — это нормальное состояние;
- розовый — это режим имитации параметра.


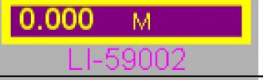

Рамка сигнализации аларма может отображаться цветами, приведенными ниже:

- отсутствует — это нормальное состояние;
- желтый мигает — это предупредительный не квитированный аларм;

- желтый это предупредительный квитированный аларм;
- красный мигает это критический (аварийный) неквитированный аларм;
- красный это критический (аварийный) квитированный аларм.

Пример отображение аналоговых сигналов приведен в таблице №21

Таблице № 21 - аналоговых сигналы

№	Вид	Описание
1		Нормальное состояние
2		режим симуляции, предупредительный аларм, недостоверный сигнал
3		нормальный режим, критический аларм, недостоверный сигнал

9.5.1 Мнемознак «Управление задвижкой»

Задвижка на мнемосхемах изображается следующим символическим знаком рисунке 38.



Рисунок 38. Мнемознак «задвижка»

Цвет команд привода задвижки таблица №22.

Таблица № 22- Цвет команд привода задвижки.

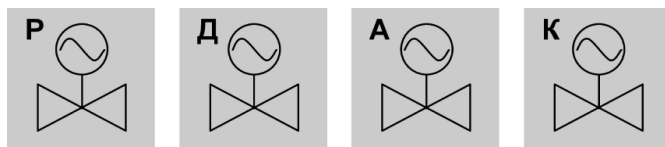
№	Цвет	Команда
	Пример	
1		серый Оставить, нет команды
2		желтый заккрыть
3		зеленый открыть

Цвета состояние запорной арматуры таблица № 23.

Таблица №23- цвета состояние запорной арматуры.

№	Цвет		Состояние
	Образец	Наименование цвета	
1		желтый	закрыто
2		зеленый	открыто
3		желто-зеленый	промежуточное
4		красный	неисправность
5		серый	не определено
6		желто-зеленый, стрелочка вниз мерцание через цвет фона с частотой 1 Гц	закрывается
7		желто-зеленый, стрелочка вверх мерцание через цвет фона с частотой 1 Гц	открывается

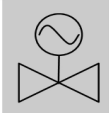
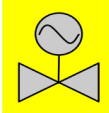
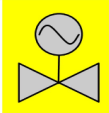
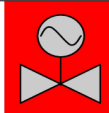
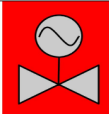
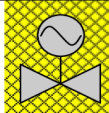
Режим работы ИМ следует изображать вверху слева у изображение позиционера:



где **Р** – ручной, **Д** – дистанционный, **А** – автоматический, **К** – каскадный режим управления (регулирования, для клапанов-регуляторов).

Цвета алармов исполнительных механизмов таблица №24.

Таблица №24- цвета алармов исполнительных механизмов

№	Цвет		Аларм
	Пример	Цвет	
1		серый	Отсутствует, нормальное состояние
2		желтый	Предупредительный квитированный аларм
3		желтый мигающий	Предупредительный неквитированный аларм
4		красный	Критический (аварийный) квитированный аларм
5		Красный мигающий	Критический (аварийный) неквитированный аларм
6		Заполнение сеткой	Неквитированный аларм стал неактивным (оператор не среагировал на ситуацию)

9.5.2 Мнемознак «Управление клапаном регулятором»

Электроприводной регулирующий клапан (клапан-регулятор) на рисунке 39 представлен мнемознак «клапан-регулятор».



Рисунок 39. Мнемознак «клапан-регулятор»

Серый -состояние- промежуточное;

Зеленый – состояние- открыт;

Желтый –состояние-закрыт;

Красный –состояние- авария.

На панельке для контура управления ПИД рисунок 40 отображается уставка контура, переменная процесса, выхода регулятора, режимы и алармы. Этими переменными можно манипулировать с панельки. На панельки контура ПИД также выводиться две столбиковых диаграммы: желтый

столбик отображает переменную процесса, а голубой-выход регулятора. Стрелками отмечены возможные пределы изменения уставки и выхода регулятора.

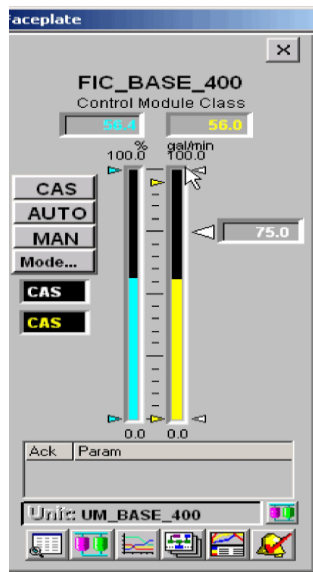


Рисунок 40. Мнемознак уставки контура.

Можно просмотреть детальную панельку, представляющий собой всплывающее окно, на котором отображаются более подробные данные модуля (пределы параметров, константы настройки и диагностическая информация). детальная панелька содержит больше табличной и меньше графической информации, чем панелька. Ниже приводится пример детальная панельки контура управления ПИД рисунок 41.

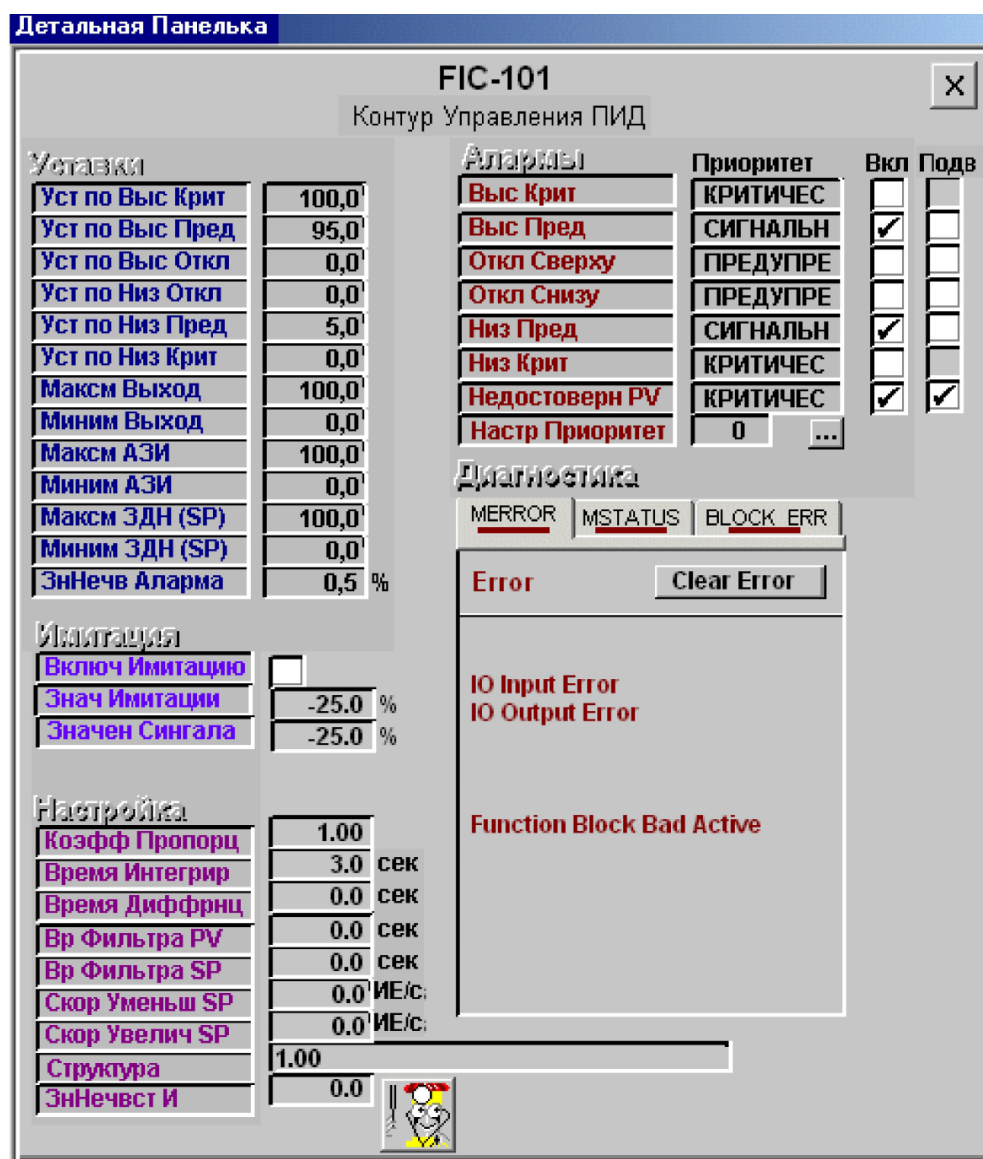


Рисунок 41. Детальной панельки контура управления ПИД.

Экран трендов реального времени рисунок 42, представляет собой всплывающее окно, на котором изображаются тренд основных рабочих параметров (переменная процесса, у ставка и выход регулятора), обновляющийся раз в секунду и часто используемый для настройки контура. Окно трендов реального времени не сохраняет никаких данных, тренд начинает выводиться с момента открытия и завершается при закрытии окна. Ниже приводится пример окна трендов реального времени для контура управления ПИД.

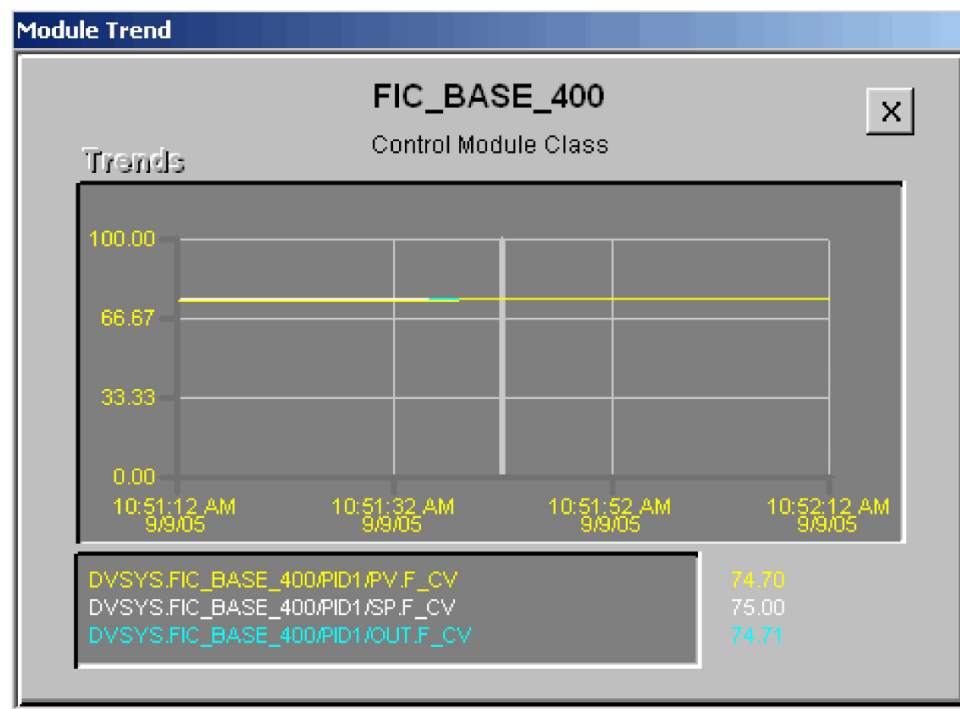


Рисунок 42. Тренд реального времени

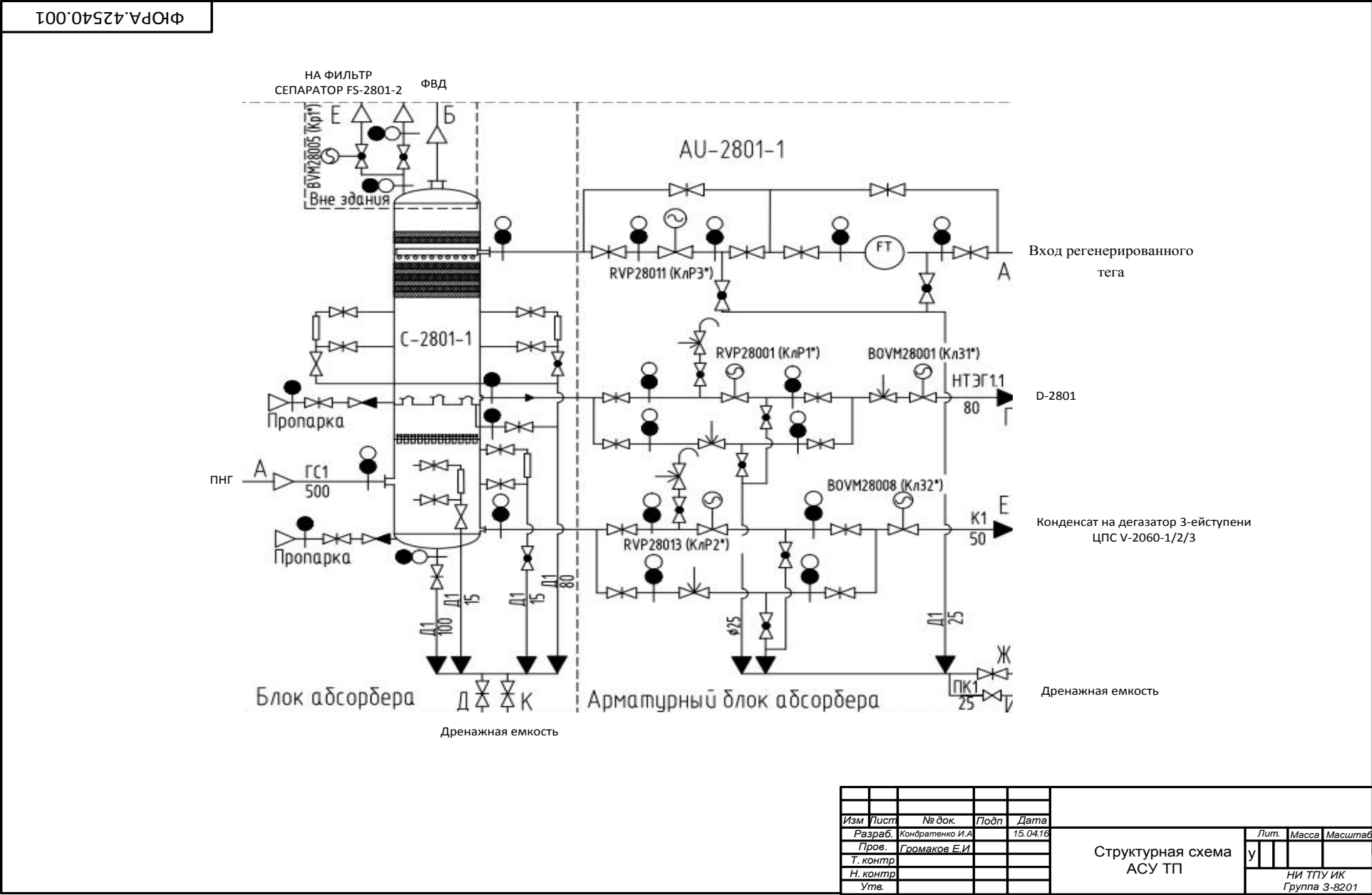
Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была достигнута поставленная цель, а именно модернизированная автоматизированная система управления осушкой газа, соответствующая требованиям технического задания. В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены особенности технологического процесса подготовки газа, разработка структурной и функциональной схем, схемы информационных потоков, выбор комплекса технических средств, разработка схемы внешних проводок, алгоритмов управления и разработка экранных форм. На основе разработанной функциональной схемы автоматизации и выбранного комплекса технических средств был сформирован перечень входных и выходных сигналов автоматизированной системы управления цехом подготовки газа. .

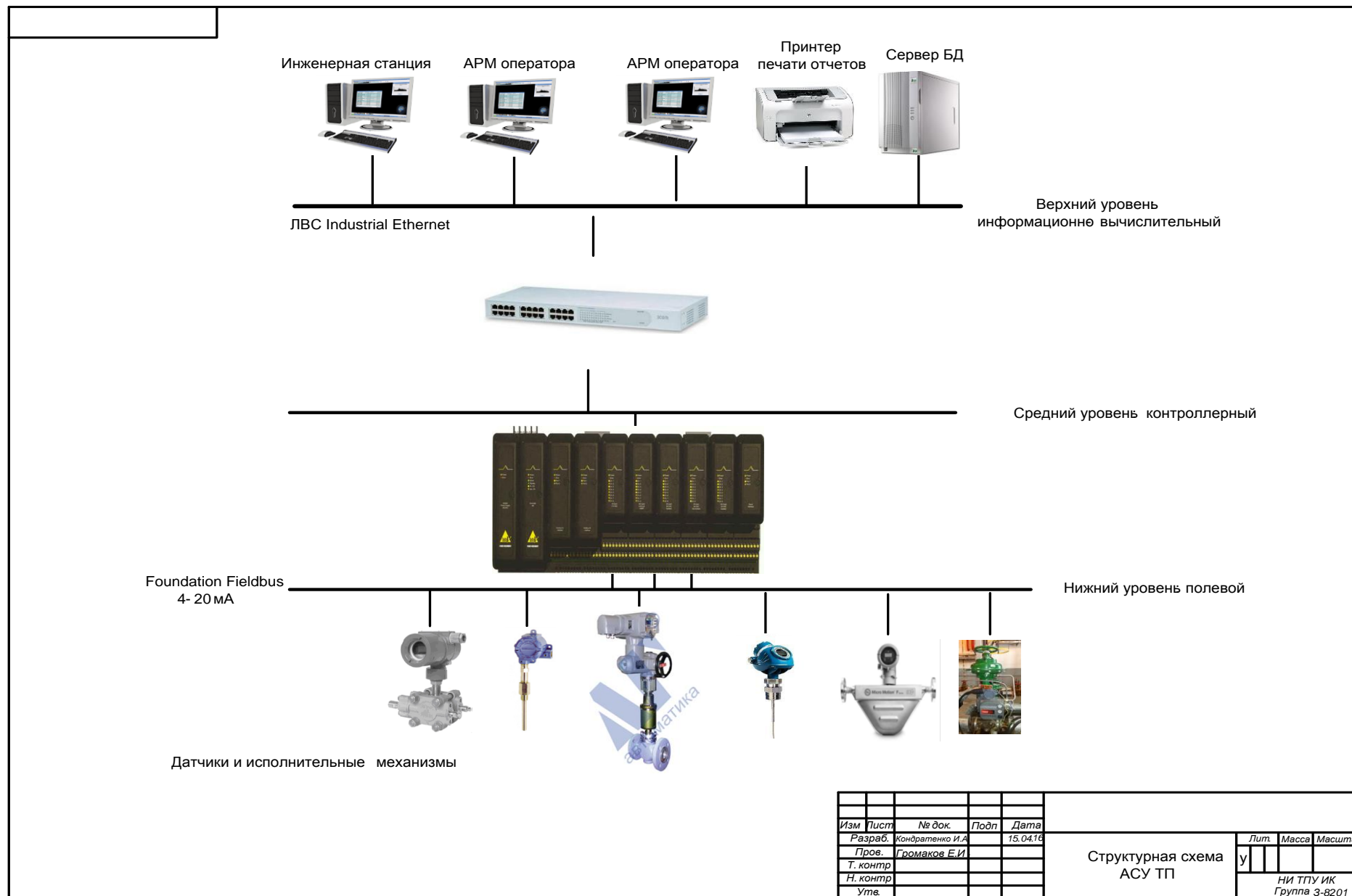
Также было выполнено технико-экономическое обоснование проекта, рассмотрены вопросы безопасности труда и производственной санитарии.

Таким образом, в результате выполнения данной работы удалось обеспечить автоматический контроль параметров процесса подготовки газа, автоматическое и дистанционное автоматизированное управление технологическим оборудованием, запорной арматурой и регулирующе-отсечным клапаном, оперативность контроля и управления процессом подготовки газа, возможность развития и модернизации системы.

Приложение А
Функциональная схема цеха подготовки газа

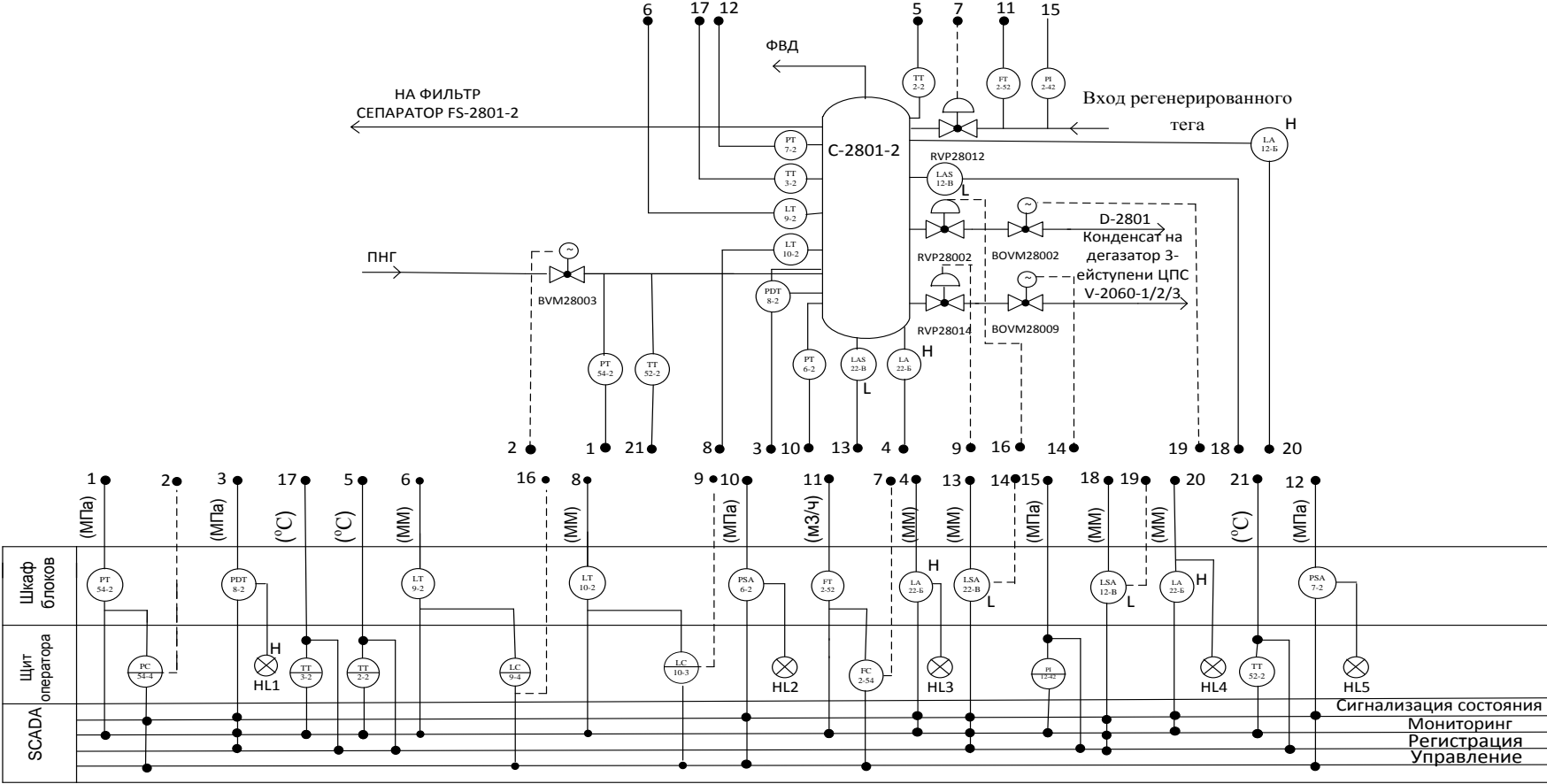


Приложение Б Структурная схема АСУ ТП



Приложение В
Функциональная схема автоматизации абсорбера С-2801-2

ФЮРА.425440.001



Изм	Лист	№ док	Подп	Дата	ФЮРА.425440.001			
Разраб.	Кондратенко И.А	15.04.16			Структурная схема АСУ ТП			
Пров.	Громаков Е.И							
Т. контр								
Н. контр								
Утв.					Лит. Масса Масштаб			
					у			
					НИ ТПУ ИК Группа 3-8201			

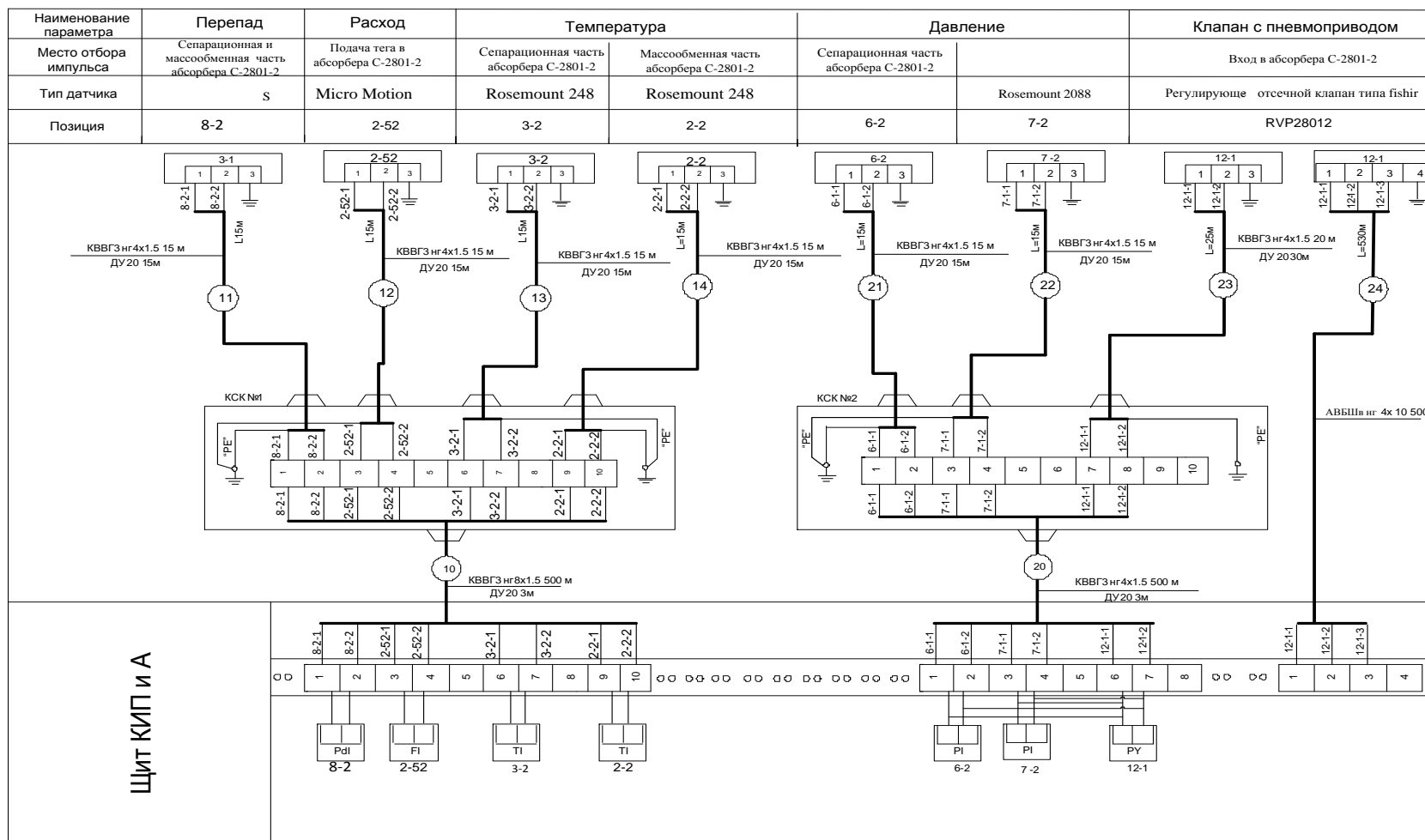
Приложение Д

Таблица перечня вход/выходных сигналов

Наименование сигнала	Тег сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
lowering the level of the condensate water cube absorber	LICAL28011101	-	-	DI	-	-	-	-
lowering the level of the condensate water cube absorber	LICAL28011102	-	-	DI	-	-	-	-
lowering the level of saturated TEG on "deaf" plate absorber	LICAL28001191	-	-	DI	-	-	-	-
lowering the level of saturated TEG on "deaf" plate absorber	LICAL28001192	-	-	DI	-	-	-	-
the cube absorber Outlet Interlock	LSALL2811121B	-	-	DO	-	-	-	-
the cube absorber Outlet Interlock	LSALL2811122B	-	-	DO	-	-	-	-
the entrance to the absorbe	PISALLHH28011541	-	-	DO	-	-	-	-
the entrance to the absorbe PCV28011541	PY 28011541	-	-	DO	-	-	-	-
the entrance to the absorbe PCV28011542	PY 28011542	-	-	DO	-	-	-	-
pressure in the cube absorber	PT28001161	0-1	МПа	(AI) 4-20 мА	-	-	-	-
pressure in the cube absorber	PT28001162	0-1	МПа	(AI) 4-20 мА	-	+	-	-
the pressure in the upper part of the absorbe	PT28001171	0-1	МПа	(AI) 4-20 мА	+	-	-	-
the pressure in the upper part of the absorbe	PT28001172	0-1	МПа	(AI) 4-20 мА	-	+	-	-
the temperature in the cube absorber	TT28001121	-50- 450	°C	(AI) 4-20 мА	-	-	-	+

Приложение Е Схема внешней проводки

ФЮРА.425440.001

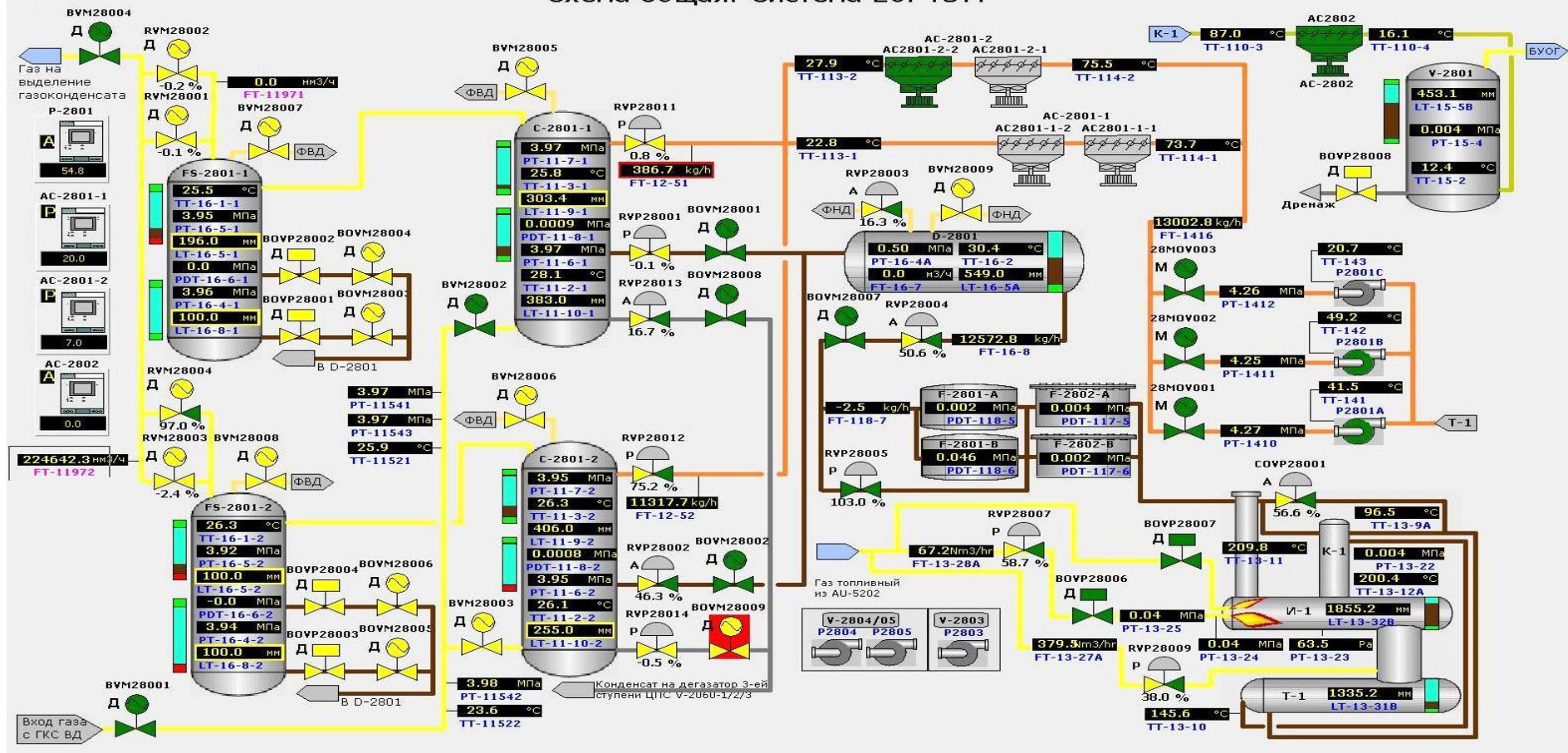


					ФЮРА.425440.001				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Схема внешних проводок				
Разраб.	Кондрат И.А.			25.05.16					
Пров.	Громяков Е.И.								
Т. контр.									
Н. контр.	Мамонова Т.Е.								
Утв.									
					Лит.	Масса	Масштаб		
					у			ТПУ ИК Группа 3-8201	

Приложение Ж
Мнемосхема «Цеха подготовки газа»

ФЮРА.425440.001

Схема общая. Система 28. ТЭГ.



Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Структурная схема АСУ ТП	Лит.	Масштаб
Разраб.	Кондратенко ИА			15.04.16		у	
Пров.	Громяков ЕИ						
Т. контр.							
Н. контр.							
Ум.							
						НИИПУИК Группа 3-8201	

